

Multifunktionale Energieversorgung in Städten

K. Gruber et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1/2007

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Multifunktionale Energieversorgung in Städten

Projektleiter

DI Karl Gruber
KWI Management Consultants & Auditors GmbH

ProjektmitarbeiterInnen

DI Eva Hamann
TU Wien, Institut für Wirtschaftsmathematik

DI Martin Hammer, DI Andreas Karner,
Mag. Birgit Schretzmayer, DI Klaus Sehling,
Mag. Manfred Stockmayer
KWI Management Consultants & Auditors GmbH

St. Pölten, Oktober 2005

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	5
Abstract.....	11
1 Einleitung	17
2 Ziele	19
3 Technologieliste	20
3.1 Datenerhebung	20
3.2 Brainstorming Workshop.....	21
3.3 Auswertung	21
4 Technologieportfolio.....	26
4.1 Bewertungsmethodik	26
4.1.1 Annuität der Gesamtkostenbarwerte	26
4.1.2 Unsicherheiten in den Kostenkomponenten.....	29
4.1.3 Berücksichtigung der F&E Kosten.....	34
4.2 Modellierung der Technologien	35
4.2.1 Wasserstoff-Brennstoffzelle.....	36
4.2.2 Klärschlamm-trocknung mit Überschusswärme	42
4.2.3 Kohlendioxidabscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS).....	53
4.2.4 Zwischenspeicherung von Energie im Tagesverlauf.....	62
4.2.5 Flüssiger Bio-Treibstoff durch Pyrolyse von Stroh	68
4.2.6 Verwendung von Rohrreibungsminderern.....	73
4.2.7 Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschinen	78
4.2.8 Fernkälte.....	81
4.2.9 Luftkühlung in offenen Systemen (DEC-Anlagen).....	86
4.3 Bewertung im Mittelwert-Varianz-Portfolio	89
4.3.1 Erzeugungstechnologien	91
4.3.2 Verteiltechnologien	100
4.3.3 Klärschlamm-trocknung	101
4.3.4 Abnehmeranlagen	102
5 Aktionsplan	106
5.1 Erneuerbare Energieträger - Bio-Pyrolyseöl.....	106
5.2 Fossile Energieträger - CO₂-freies Kraftwerk (Carbon Capture and Storage – CCS)	107
5.3 Multifunktionale Energieversorgung - Klima- und Kältetechnik.....	109
6 Projektpipeline.....	111
7 Schlußfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	116
7.1 Technologiefeld 1: Erneuerbare Energien – flüssige erneuerbare Brennstoffe durch Pyrolyse	116
7.2 Technologiefeld 2: Fossile Energieträger - CO₂-freies Kraftwerk	117
7.3 Technologiefeld 3: Multifunktionale Energieversorgung – Klimatisierung mit Fernwärme.....	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über den Ablauf der Datenerhebung.....	20
Tabelle 2: Metrische Skala zur Technologiebewertung	22
Tabelle 3: Auswertung Brainstorming Erzeugungstechnologien.....	23
Tabelle 4: Auswertung Brainstorming Verteilung	24
Tabelle 5: Auswertung Brainstorming Abnehmeranlagen.....	25
Tabelle 6: Verhältnis $\phi(T,q)$ der Standardabweichungen	33
Tabelle 7: Erwartungswerte der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Mittelwert- Varianz-Portfolio.....	35
Tabelle 8: Relative Standardabweichungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Mittelwert-Varianz-Portfolio	36
Tabelle 9: Modellparameter SOFC 2010.....	41
Tabelle 10: Modellparameter SOFC 2030.....	42
Tabelle 11: Entsorgung der kommunalen Klärschlämme 1998 und 2001 (BMLFUW, 2002).....	43
Tabelle 12: Entsorgung der industriellen Klärschlämme 1998 und 2001 (BMLFUW, 2002)	43
Tabelle 13: Modellparameter der Klärschlamm Trocknung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio	52
Tabelle 14: Geschätzte weltweite Speicherkapazität für Kohlenstoff (IEA 2001)	57
Tabelle 15: Modellparameter der Graz-Cycle KWK für Mittelwert-Varianz-Portfolio	60
Tabelle 16: Modellparameter der GuD-KWK mit anschließender CO ₂ -Abscheidung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio	61
Tabelle 17: Modellparameter für eine Erdgas GuD-KWK mit Speicher für das Mittelwert- Varianz-Portfolio.....	64
Tabelle 18: Modellparameter für eine Erdgas GuD-KWK für das Mittelwert-Varianz-Portfoli.....	65
Tabelle 19: Modellparameter für Heißwasserkessel 60 MW _{th} für das Mittelwert-Varianz- Portfolio	66
Tabelle 20: Modellparameter für GuD-KWK + Heißwasserkessel für das Mittelwert-Varianz- Portfolio	67
Tabelle 21: Modellparameter für Heisswasserkessel mit Pyrolyseöl für Mittelwert-Varianz- Portfolio	70
Tabelle 22: Modellparameter für IC-KWK mit Pyrolyseöl für Mittelwert-Varianz-Portfolio	71
Tabelle 23: Modellparameter für IC-KWK mit Pyrolyseöl und Ökostromförderung für Mittelwert- Varianz-Portfolio.....	72
Tabelle 24: Modellparameter für Rohrreibungsminderer für das Mittelwert-Varianz-Portfolio.....	77
Tabelle 25: Modellparameter der Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschinen für das Mittelwert-Varianz-Portfolio	80
Tabelle 26: Modellparameter der Klein-Kompressionskältemaschine für das Mittelwert-Varianz- Portfolio	81
Tabelle 27: Modellparameter der Fernkälteversorgung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio.....	84
Tabelle 28: Modellparameter für dezentrale Kompressionskälteanlage für Mittelwert-Varianz- Portfolio	85

Tabelle 29: Modellparameter einer DEC-Anlage für das Mittelwert-Varianz-Portfolio	88
Tabelle 30: Legende zum Mittelwert-Varianz-Portfolio der Erzeugungstechnologien	91
Tabelle 31: Erwartungswerte und Standardabweichungen.....	92
Tabelle 32: Mittelwert und Standardabweichung für Rohrreibungsminderer	100
Tabelle 33: Mittelwert und Standardabweichung für Klärschlamm Trocknung mit Abwärme	102
Tabelle 34: Legende zum Mittelwert-Varianz-Portfolio	103
Tabelle 35: Erwartungswerte und Standardabweichungen der Kälteerzeugungstechnologien.....	103

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lineares Modell der bewerteten Technologien	27
Abbildung 2: Wirkungsgradgrenzen für Brennstoffzellen und Kreisprozesse Quelle: Forschungszentrum Jülich	38
Abbildung 3: Kapazitätsbereiche und erreichbare Wirkungsgrade	40
Abbildung 4: 3-Weg Trommeltrockner (Andritz AG).....	44
Abbildung 5: Wirbelschicht-Trocknungsanlage (Andritz AG)	45
Abbildung 6: Bandtrocknungsanlage (Andritz AG).....	46
Abbildung 7: Verfahrensschema der Bandtrocknungsanlage Frohleiten	47
Abbildung 10: Aufgabebunker der Trocknungsanlage Frohleiten	49
Abbildung 11: Trocknungstunnel des Bandtrockners Frohleiten.....	49
Abbildung 12: Endprodukt der Klärschlamm Trocknung	50
Abbildung 13: Verfahrensschema des Graz-Cycle (Sanz et al., 2005).....	55
Abbildung 14: EXAA Spotmarktpreise 2005.....	62
Abbildung 15: Strompreisrelation Peakload/Baseload in Abhängigkeit vom Preisniveau.....	63
Abbildung 16: Funktionsprinzip von Rohrreibungsminderern (Quelle: Hammer, 1999).....	73
Abbildung 17: Fernwärmenetz Herning (Quelle: Akzo Nobel, 2000)	74
Abbildung 18: Hydraulikschema der Versuchsanlage für Rohrreibungsminderer	75
Abbildung 19: Änderung des Druckverlustes in der Vorlaufleitung (Akzo Nobel, 2000).....	75
Abbildung 20: Kälteverhältnis und Heizwassertemperatur bei Ab- und Adsorptions-KM	78
Abbildung 21: Komponenten DEC Anlage (Podesser, 2000)	86
Abbildung 22: Sorptiver Desiccant Kühlprozess im h-x Diagramm für feuchte Luft (Podesser, 2000)	87
Abbildung 23 : Technologiebewertung im Mittelwert-Varianz-Portfolio.....	90
Abbildung 24: Mittelwert-Varianz-Portfolio der Wärmeerzeugungstechnologien	91
Abbildung 25: Sensitivität des Portfolios der Wärmeerzeugungstechnologien auf steigende Gaspreise	93
Abbildung 26: Sensitivität des Portfolios der Wärmeerzeugungstechnologien auf steigende Einspeisetarife für Strom	94
Abbildung 27: Sensitivität des Portfolios der Erzeugungstechnologien auf steigende CO ₂ - Zertifikatspreise	95
Abbildung 28: Wärmegestehungskosten der Erzeugungstechnologien in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer.....	96

Abbildung 29: Rang der Technologien nach dem Erwartungswert in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer.....	97
Abbildung 30: Vergleich der Konfidenzintervalle der spezifischen Gesamtkostenannuitäten	98
Abbildung 31: Rang der Technologien nach der oberen Konfidenzintervallgrenze in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer	99
Abbildung 32: Mittelwert und Standardabweichung der Änderung der spezifischen Gesamtkostenannuität über der Ausnutzungsdauer	101
Abbildung 33: Mittelwert-Varianz-Portfolio der Kälteerzeugungstechnologien	103
Abbildung 34: Sensitivität des Mittelwert-Varianz-Portfolios auf Erhöhungen des Preises für Antriebswärme.....	104
Abbildung 35: Sensitivität des Mittelwert-Varianz-Portfolios auf Erhöhungen des Strompreises	105

Beilagenverzeichnis

Beilage 1	Liste der Teilnehmer am Brainstorming Workshop
Beilage 2	Korrelationskoeffizienten für die Energiepreise von Haushalten

Kurzfassung

Die städtische Energieversorgung ist infolge der typischerweise kleinräumig hohen Nachfrage gezwungen, die von den Einwohnern nachgefragten Energieträger entweder über große Distanzen von den Erzeugungsstellen heranzutransportieren oder lokale Energiequellen zu nützen.

Im Rahmen dieses Projekts wurde die Frage bearbeitet, ob neue Technologien zur Deckung des Energiebedarfs zur Raumtemperierung mit Hilfe der Fernwärmesysteme in den Städten Wien und St. Pölten unter wirtschaftlich sinnvollen Rahmenbedingungen in Zukunft eingesetzt werden können, um einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der Emissionen an Treibhausgasen leisten zu können, welche Technologien dies sind und welche Energieträger dafür notwendig und verfügbar sind.

Im Zuge des Projekts wurde eine Methodik zur Bewertung von Technologien in einem gegebenen wirtschaftlichen Rahmen entwickelt, wobei als Bewertungsmaßstab die auf den Output bezogene Annuität der Barwerte der Gesamtkosten inklusive der zurechenbaren Kosten für CO₂-Zertifikate herangezogen wurde. Die Technologien werden in einem Mittelwert-Varianzportfolio dieses Benchmarks dargestellt.

Im Rahmen eines Brainstorming-Workshops mit Experten wurde eine Liste von möglichen Technologien erarbeitet und bewertet. Dabei wurden jene Technologien identifiziert, die nach Expertenmeinung sowohl dem Stand der Wissenschaft entsprechen (also neue Optionen sind) als auch zum Projektziel einer nachhaltigen Entwicklung zur multifunktionalen Energieversorgung beitragen können.

Die Untersuchungen ergaben, dass es drei Technologiefelder gibt, die für die nachhaltige Entwicklung von städtischen Fernwärmesystemen hin zur multifunktionalen Energieversorgung von zentralem Interesse sind. Es sind dies:

1. Erneuerbare Energien – flüssige erneuerbare Brennstoffe durch Pyrolyse

Die Integration erneuerbarer Energieträger in den Energiemix von Städten stellt sich aufgrund der hohen Nachfragedichte und des üblicherweise geringen volumetrischen Energiegehalts erneuerbarer Energieträger in städtischen Ballungsräumen problematisch dar. Durch die Umwandlung von fester Biomasse in Form von Schüttgut in einen flüssigen Brennstoff durch moderne Formen der Pyrolyse (Flash-Pyrolyse) ist die Erhöhung des volumetrischen Energieinhalts um etwa den Faktor 10 möglich. Diese Versorgungsmöglichkeit ist kurz bis mittelfristig wirtschaftlich interessant.

2. Fossile Energieträger – CO₂-freies Kraftwerk

Weil die Treibhausgasemissionen in Österreich derzeit weit über den Zielwerten des Kyoto-Protokolls liegen und weil auch jene Großkraftwerke zur Strom- und Wärmeversorgung, welche im nächsten Jahrzehnt errichtet werden und dann über mehrere Jahrzehnte in Betrieb stehen, fossil befeuert sein werden, ist die Umsetzung von Überbrückungsmaßnahmen notwendig, die über die reine Effizienzsteigerung der Versorgungskette hinausgehen. CO₂-Abscheidung und -Speicherung könnte eine dieser Maßnahmen sein. Ein Problem für die Umsetzung dieser Alternativen sind aber die fehlende Akzeptanz für diese Technologien in der Öffentlichkeit und die teilweise fehlenden Untersuchungen der Umweltauswirkungen.

3. Multifunktionale Energieversorgung – Klimatisierung mit Fernwärme

Die Klimatisierung mit Fernwärme stellt eine ökologisch und wirtschaftlich interessante Alternative zu herkömmlichen Systemen auf Basis von Kompressionskältemaschinen dar. Der positive Effekt auf die CO₂-Emissionen der Energieversorgung durch den Einsatz fernwärmebetriebener Kälteerzeugungsanlagen wurde bereits in Studien nachgewiesen.

Als **Startbasis** für die Umsetzung der getroffenen Empfehlungen wurde aus einem **Aktionsplan** eine **Projektpipeline** von 10 Projekten entwickelt.

Zusammenfassung

Die städtische Energieversorgung ist infolge der typischerweise kleinräumig hohen Nachfrage gezwungen, die von den Einwohnern nachgefragten Energieträger entweder über große Distanzen von den Erzeugungsstellen heranzutransportieren oder lokale Energiequellen zu nützen.

Im Rahmen dieses Projekts wurde die Frage bearbeitet, ob neue Technologien zur Deckung des Energiebedarfs zur Raumtemperierung mit Hilfe der Fernwärmesysteme in den Städten Wien und St. Pölten unter wirtschaftlich sinnvollen Rahmenbedingungen in Zukunft eingesetzt werden können, um einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der Emissionen an Treibhausgasen leisten zu können, welche Technologien dies sind und welche Energieträger dafür notwendig und verfügbar sind.

Das Ziel des Projekts war es, mit Hilfe moderner Technologien einen Entwicklungspfad für die Fernwärmeversorgung in Städten zu finden, der eine Reduzierung der Treibhausgase aus der Raumwärmeversorgung und Gebäudeklimatisierung unter ökonomischen Gesichtspunkten ermöglicht. Es steht damit im Einklang mit der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, die darauf ausgerichtet ist, Technologien und Konzepte für ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln, das langfristig in der Lage ist, unseren Energiebedarf zu decken.

Im Zuge des Projekts wurde eine Methodik zur Bewertung von Technologien in einem gegebenen wirtschaftlichen Rahmen entwickelt, wobei als Bewertungsmaßstab die auf den Output bezogene Annuität der Barwerte der Gesamtkosten inklusive der zurechenbaren Kosten für CO₂-Zertifikate herangezogen wurden, da städtische Fernwärmeunternehmen dem Emissionszertifikategesetz BGBl. I 46/2004 unterliegen. Damit wurde auch der Treibhausgaseffekt der Technologie monetarisiert.

Neben dem Erwartungswert dieses Benchmarks wurde auch die Varianz (bzw. die Standardabweichung) dieser Größe ermittelt, um jenes Risiko abzubilden und zu berücksichtigen, das sich aus den Preisschwankungen der Inputs und Outputs einer Technologie und deren Korrelationen für die Wirtschaftlichkeit ergibt.

Im Rahmen eines Brainstorming-Workshops mit Experten der Fernwärme Wien, der Stadtwerke St. Pölten, der Österreichischen Energieagentur, des Österreichischen Prüf- und Forschungszentrums Arsenal, der Firma SOLID, des Umweltbundesamtes und des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung wurde eine Liste von möglichen Technologien erarbeitet und bewertet. Dabei wurden jene Technologien identifiziert, die nach Expertenmeinung sowohl dem Stand der Wissenschaft entsprechen (also neue Optionen sind) als auch zum Projektziel einer nachhaltigen Entwicklung zur multifunktionalen Energieversorgung beitragen können. Über den Stand und die wirtschaftlichen und technologischen Parameter dieser Technologien wurde eine ausführliche Recherche in der verfügbaren Literatur und bei Forschungsinstitutionen durchgeführt. Die gewonnenen Daten wurden dann zur Bewertung der identifizierten Technologien in einem Mittelwert-Varianz-Portfolio verwendet.

Die Untersuchungen ergaben, dass es drei Technologiefelder gibt, die für die nachhaltige Entwicklung von städtischen Fernwärmesystemen hin zur multifunktionalen Energieversorgung von zentralem Interesse sind.

Technologiefeld 1: Erneuerbare Energien – flüssige erneuerbare Brennstoffe durch Pyrolyse

Eines der Hauptprobleme der Anwendung erneuerbarer Energieformen in städtischen Fernwärmesystemen ist die hohe Energieverbrauchsichte in Städten, denen ein großer Einzugsbereich für die absolut benötigte Energiemenge gegenübersteht.

Durch die Umwandlung von fester Biomasse in Form von Schüttgut in einen flüssigen Brennstoff durch moderne Formen der Pyrolyse (Flash-Pyrolyse) ist die Erhöhung des volumetrischen Energieinhalts um etwa den Faktor 10 möglich.

Dadurch werden Konzepte der dezentralen Biomassebringung, der zentralisierten Verarbeitung zu einem Brennstoff mit einem hohen räumlichen Energieinhalt und der Lagerung dieses Brennstoffes vor Ort in städtischen Ballungsgebieten möglich.

Verglichen mit Heizölen hat der entstehende Brennstoff nur etwa den doppelten Bedarf an Tankraum, was entweder durch einen höheren Umschlag des Tankinhalts, auch in Kombination mit der Vergrößerung des Tankvolumens, ausgeglichen werden könnte.

Schlussfolgerungen

- Für die Verwendung des Bio-Pyrolyseöls in großen Brenneranlagen liegen bereits positive Betriebserfahrungen vor. Hier ist es vor allem notwendig, die Umweltauswirkungen der Verwendung dieses alternativen Brennstoffes bei Einsatz in Großkesselanlagen in Bezug auf den Schadstoffausstoß unter die Lupe zu nehmen und einen eventuell entstehenden Nachrüstbedarf für die Rauchgasreinigung zu ermitteln.
- Die Verwendung in langsam laufenden Kolbenmotoren oder in Gasturbinenanlagen befindet sich derzeit in Entwicklung, wobei das Hauptproblem die Nachbehandlung des Bio-Pyrolyseöls zur Stabilisierung der Qualität des Endprodukts ist.
- Aus wirtschaftlicher Sicht ist bei Erreichung der Kostenziele für die Produktion des Bio-Pyrolyseöls dieser Brennstoff vorerst vor allem für den Einsatz in Wärmeversorgungsanlagen eine interessante Alternative, die auch technologisch beherrschbar ist.

Empfehlungen

- Das Potenzial für die Herstellung von Bio-Pyrolyseöl sollte in Form einer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie für die Errichtung einer Bio-Pyrolyseölanlage untersucht werden.
- Die Möglichkeit zum Einsatz von Bio-Pyrolyseöl in Großkesselanlagen sollte in Form eines Demonstrationsprojekts umgesetzt werden.
- Die technologische Entwicklung der Gasmotoren und Gasturbinen, die auch Bio-Pyrolyseöl einsetzen können, sollte beobachtet werden. Wenn die Standfestigkeit dieser Anlagen und/oder die Qualität von Bio-Pyrolyseöl entsprechend gesteigert werden kann, ist die Errichtung einer Demonstrationsanlage zu überlegen.
- Der rechtliche Rahmen für die Herstellung, Handhabung und Verwendung von Bio-Pyrolyseöl als Brenn- und Treibstoff sollte untersucht werden. Der Normungsbedarf für die Standardisierung von Brenn- und Treibstoffen aus Bio-Pyrolyseöl sollte untersucht werden.

Technologiefeld 2: Fossile Energieträger – CO₂-freies Kraftwerk

Die Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff in Form von CO₂ aus dem Prozess der Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen wird seit einigen Jahren vor allem von Vertretern der Erdöl- und Erdgaswirtschaft verfolgt, um einen Ausweg aus der Treibhauswirksamkeit der fossilen Energieversorgung zu finden.

Deshalb wurden und werden die Möglichkeiten zur Abscheidung und zur Endlagerung von CO₂ derzeit mit hohem Aufwand untersucht. Ein Beispiel dafür ist beispielsweise das „CO₂ Capture Project“, an dem schon in der ersten Phase (2000–2004) namhafte Institutionen und Firmen wie die EU, das US

Department of Energy, BP, Shell, ChevronTexaco, Statoil, Norsk Hydro und andere¹ teilgenommen haben und das sich derzeit in der zweiten Phase (2005–2007) befindet.

In Österreich ist die Möglichkeit der Abscheidung und Einspeicherung von CO₂ in ausgebeutete Öl- und Gasfelder bestenfalls als Teillösung zu sehen, weil das jährliche Einspeichervolumen auf etwa 2 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr beschränkt ist (etwa 20 % der Zuteilung an CO₂-Zertifikaten zur Strom- und Wärmeerzeugung im Zeitraum 2005–2007) und die Gesamtkapazität ebenfalls begrenzt ist. Deshalb stellt sich diese Option als Brückentechnologie dar, die Zeit für die weitere Verbreitung erneuerbarer Energien schafft.

Die weitere Option der mineralischen Karbonatisierung von alkalischen Mineralien und deren Verwendung in Produkten oder Deponierung (der größte Teil des auf der Erde vorhandenen Kohlenstoffs ist in der Erdkruste in Form von stabilen Karbonaten gespeichert) ist derzeit noch nicht weit genug entwickelt, um konkrete Aussagen über die Anwendbarkeit zu machen. Es fehlen weiters Abschätzungen des Potenzials dieser Option für Österreich. Ausreichende Potenziale vorausgesetzt, stellt diese Option aber auch die Möglichkeit einer aktiven CO₂-Senke dar, wenn das CO₂ aus der Energieumwandlung nachhaltiger Energieträger wie beispielsweise flüssiger, fester oder gasförmiger Biomasse abgeschieden wird und in stabilen Karbonaten in der Erdkruste abgelagert wird.

Schlussfolgerungen

- Für die Abscheidung von CO₂ aus dem Prozess der Energiegewinnung werden derzeit die notwendigen Technologien entwickelt, wobei einige davon schon kommerziell in anderen Anwendungsbereichen (z.B. in der Düngemittelherstellung) eingesetzt werden. Diese Verfahren sind vor allem für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke einsetzbar.
- Die untersuchten Technologien sind ab CO₂-Zertifikatspreisen von etwa 40 EUR/tCO₂ wirtschaftlich einsetzbar, wenn das CO₂ in bestehende Öl- und Gasfelder eingespeichert werden kann. Mineralische Karbonatisierung ist deutlich teurer, hat aber weltweit gesehen ein wesentlich größeres Potenzial.
- Weil die Treibhausgasemissionen in Österreich derzeit weit über den Zielwerten des Kyoto-Protokolls liegen und weil auch jene Großkraftwerke zur Strom- und Wärmeversorgung, welche im nächsten Jahrzehnt errichtet und dann über mehrere Jahrzehnte in Betrieb stehen, fossil befeuert sein werden, ist die Umsetzung von Maßnahmen notwendig, die über die reine Effizienzsteigerung der Versorgungskette hinausgehen. CO₂-Abscheidung und -Speicherung könnte eine dieser Maßnahmen sein. Ein Problem für die Umsetzung dieser Alternativen sind aber die fehlende Akzeptanz für diese Technologien in der Öffentlichkeit und die teilweise fehlenden Untersuchungen über Umweltauswirkungen.

Empfehlungen

- Das Potenzial für mineralische Karbonatisierung mit CO₂ aus dem Energiegewinnungsprozess in Österreich und die damit verbundenen Kosten sollten abgeschätzt werden.
- Die Umweltauswirkungen von CO₂-Abscheidung und Speicherung sollten, beispielsweise im Rahmen einer strategischen Umweltprüfung, untersucht werden.
- Wenn die mineralische Karbonatisierung in Österreich ein interessantes Potenzial aufweist und keine negativen Umweltauswirkungen zu erwarten sind, dann sollte die technologische Entwicklung von mineralischer Karbonatisierung vom Labormaßstab auf Demonstrationsanlagengröße unterstützt werden.

¹ Siehe auch <http://www.co2captureproject.org/contacts/contacts.htm>

- Der rechtliche Rahmen, in dem CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Österreich durchgeführt werden können, sollte untersucht werden.

Technologiefeld 3: Multifunktionale Energieversorgung – Klimatisierung mit Fernwärme

Die Möglichkeit, Kälte aus Wärme zu erzeugen, ist zwar schon lange bekannt, erst in den letzten Jahren sind aber die Betriebsparameter, insbesondere das erforderliche Temperaturniveau der Antriebswärme für die dafür notwendigen Anlagen, auf ein Niveau abgesunken, dass sie auch mit herkömmlichen Fernwärmenetzen im Sommer erreicht werden können.

Die Verwendung von Fernwärme zur Klimatisierung verursacht auf der Aufbringungsseite im Sommer vor allem einen Effizienzgewinn beim Betrieb von stromgeführten KWK-Anlagen, da die zu erzeugende Strommenge durch Kompressionskälteanlagen nicht erhöht wird (und damit der Gesamtjahresnutzungsgrad der Anlage nicht sinkt) und andererseits die Abwärmennutzung in der sonst lastschwachen Zeit erhöht wird, was zu einer Erhöhung des Gesamtjahresnutzungsgrades der stromgeführten KWK-Anlagen führt. Weiters wird durch die höhere Netzauslastung im Sommer eine Vergleichmäßigung der übertragenen Wärmeleistung erreicht, was sich ebenfalls in einer Erhöhung des Jahresnutzungsgrades des Fernwärmenetzes ausdrückt.

Der positive Effekt auf die CO₂-Emissionen durch den Einsatz fernwärmebetriebener Kälteerzeugungsanlagen wurde bereits in Studien nachgewiesen (Simader & Rakos, 2005). Außerdem kann die Abwärme aus Anlagen, deren Abwärmepotenzial nicht (oder nur begrenzt) an die Wärmelast im Netz angepasst werden kann, auch im Sommer genutzt werden. Dies trifft insbesondere auf industrielle Abwärme (z.B. aus industriellen KWK-Anlagen oder Prozessabwärme) und auf Müllverbrennungsanlagen zu.

Einer der Hauptparameter für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist der Preis der notwendigen Antriebswärme, der im Einzelfall aufgrund der vorhandenen Wärmeerzeugungsstruktur zu berechnen ist und auf den die Profile von Stromnachfrage, Wärmenachfrage, Abwärmeangebot, Strom-Einspeisetarifen und den Bezugspreisen für Sekundär- und Endenergieträger (Biomasse, Erdgas, Heizöl) sowie den Erlösen/Kosten für eine alternative Abwärmeverwendung einen Einfluss haben.

Schlussfolgerungen

- Die Klimatisierung mit Fernwärme stellt eine ökologisch effektive und wirtschaftlich interessante Alternative zu herkömmlichen Systemen auf Basis von Kompressionskältemaschinen dar.
- Dort wo bereits jetzt Lüftungsanlagen installiert sind, ist der Einsatz von DEC-Anlagen eine wirtschaftlich interessante Alternative, wenn für die Einhaltung eines Komfortbereichs für die Luftkonditionierung keine zu engen Grenzen gesetzt werden.
- Für die genaue Bewertung der Kosten der Antriebswärme ist die Verwendung einer Prozesskostenrechnung erforderlich, die die zeitliche und technologische Komponente der Energiebedarfs- und Preisverläufe berücksichtigt. Dies stellt bei Nicht-Vorhandensein eines derartigen Abrechnungsmodells ein organisatorisches Hemmnis bzw. eine Unwägbarkeit bei pauschalierter Bewertung der Wärmekosten dar.
- Weiters gibt es noch technologischen Entwicklungsbedarf, insbesondere was die Entwicklung von Adsorptionskältemaschinen im kleinen Leistungsbereich betrifft.

Empfehlungen

- Ein Verfahren zur Bewertung der Antriebskosten für die Ab- und Adsorptionskältemaschinen sollte entwickelt werden, um einen der Hauptparameter für die Wirtschaftlichkeit festlegen zu können.

- Die technische Entwicklung der kleinen Adsorptionskältemaschinen sollte vorangetrieben werden, um das Marktsegment kleiner Kälteleistungen bei niedrigen Fernwärme-Temperaturniveaus abdecken zu können.
- Technische Konzepte für Kälteerzeugung und -verteilung, welche die Zielkosten für die spezifischen Investitionen für Adsorptionskälteanlagen erreichen können, sollten entwickelt werden.
- Die Möglichkeit der Installation von fernwärmebetriebenen DEC-Anlagen bei Gebäuden mit bestehender oder zu errichtender Lüftungsanlage sollte beworben werden, weil dieses bei gemäßigten Komfortansprüchen eine wirtschaftliche Alternative zu Kompressionskältemaschinen sein kann.

Projektpipeline

Als Basis zur Umsetzung der Empfehlungen der Studie wurde eine Pipeline von 10 Projekten entworfen. Es sind dies:

Projekt 1 Technisch/wirtschaftlich/rechtliche Machbarkeitsstudie für die Errichtung einer Bio-Pyrolyseölanlage in Wien/NÖ und der Zulieferlogistik zu Abnehmern im Umkreis von 200 km

Projekt 2 Umrüstung eines Brenners einer bestehenden Ölkesselanlage auf Bio-Pyrolyseölbetrieb

Projekt 3 Rechtlicher Rahmen für die Herstellung und Verwendung von Bio-Pyrolyseöl in Österreich

Projekt 4 Geologische Untersuchung nutzbarer Minerallagerstätten für mineralische CO₂-Speicherung

Projekt 5 F&E-Projekt Mineralische Karbonatisierung von abgeschiedenem CO₂ auf Demonstrationsanlagengröße

Projekt 6 Rechtlicher Rahmen für Carbon Capture and Storage in Österreich

Projekt 7 Strategische Umweltprüfung für Carbon Capture and Storage in Österreich

Projekt 8 Demonstrationsprojekt Klimatisierung in Wohngebäuden mit Fernwärme

Projekt 9 Konzept für die Klimatisierung mit Fernwärme in bestehenden und neuen Wohngebäuden

Projekt 10 Bewertung der Antriebswärmekosten für Klimatisierung mit Fernwärme

Abstract

Urban energy supply systems with a comparatively high demand density are usually forced to either transport the energy carriers required by the local population over huge distances or to utilise local energy sources.

In the frame of this project the questions were treated, if the future installation of new technologies in the existing district heating systems of the cities of Vienna and Sankt Pölten for covering the energy demand for space heating and cooling in a reasonable economic framework is possible, if these technologies may contribute to a reduction of the emission of greenhouse gases, which technologies these are and which energy carriers they require.

During project preparation a new methodology for technology assessment in a given economic framework has been developed. The standard of valuation used in this study is the output-specific annuity of the net present value of total cost including the cost for possibly necessary CO₂-certificates. The technologies are presented in a mean-variance-portfolio of this benchmark.

In a brainstorming workshop with experts a list of possible technologies has been elaborated and assessed subsequently. Thus, a set of technologies has been identified, which are state of science (i.e. which are new options) and which contribute to the project aim of a sustainable development of urban district heating systems to multi-functional energy supply systems according to expert opinion.

The study resulted in 3 groups of technologies, which are of major interest for this development.

These are:

1. Renewable energies – liquid renewable fuels by pyrolysis

The integration of renewable energy sources into the energy mix of urban areas usually faces on the one hand the problem of a low volumetric energy content of common forms of renewable energy sources and high energy demand densities on the other hand. By transformation of bulk solid biomass into a liquid fuel by modern pyrolysis technologies (flash-pyrolysis) an increase of the volumetric energy density by a factor of approximately 10 is possible. This is an economic short term to medium term energy supply option.

2. Fossil fuels – Carbon Capture and Storage

The implementation of measures that go beyond improvement of the energy efficiency of the energy supply chain is necessary, because the Austrian greenhouse gas emissions exceed the targets of the Kyoto protocol by far and because those large plants for heat and power supply, which will be built over the next decade and which will be in operation over several decades thereafter will most probably be fuelled by fossil fuels. Carbon Capture and Storage (CCS) could be one of these measures. Problems with this option arise because of the low public acceptance of CCS and because of missing environmental assessments.

3. Multi functional energy supply – air conditioning by district heating

Air conditioning by means of district heat is an ecologic and economic attractive alternative to common systems based on compressor chillers. The positive effect of chilling by district heating on the CO₂-emission of the energy sector has already been proven in other studies.

A **project pipeline** of 10 projects together with an **action plan** has been developed as **starting point** for the implementation of the recommendations of this study.

Summary

Caused by the comparatively high demand density urban energy supply systems are usually forced to either transport the energy carriers required by the local population over huge distances or to utilise local energy sources.

In the frame of this project the questions were treated, if the future installation of new technologies in the existing district heating systems of the cities of Vienna and Sankt Pölten for covering the energy demand for space heating and cooling in a reasonable economic framework is possible, if these technologies may contribute to a reduction of the emission of greenhouse gases, which technologies these are and which energy carriers they require.

It was the aim of this project to find a development path for urban district heating systems, which allows for an economic reduction in greenhouse gas emissions of space heating and cooling by the installation of modern technologies.

This corresponds to the overall aim of the program "Energiesysteme der Zukunft" which is to develop technologies and concepts for an energy efficient and flexible energy system that is based on the utilisation of renewable energy sources and which should be able to cover our energy demand in the long term.

During project preparation a new methodology for technology assessment in a given economic framework has been developed. The standard of valuation used in this study is the output-specific annuity of the net present value of total cost including the cost for possibly necessary CO₂-certificates, because urban district heating systems are subject to the Austrian Emission Certificates Act BGBl I 46/2004. Thus, the effect on greenhouse gases has been quantified in the assessment.

Beside the expected value for this benchmark, the variance (or the standard deviation, respectively) of it has been determined in order to assess and evaluate the risk that arises from price volatility of the inputs and outputs and their correlation on technology economics.

In a brainstorming workshop with experts of Fernwärme Wien, Stadtwerke St. Pölten, the Austrian Energy Agency, Arsenal Research, the company SOLID, the Umweltbundesamt and the Bavarian Centre for Applied Energy Research a list of possible technologies has been elaborated and assessed subsequently. Thus, a subset of technologies has been identified, which are state of science (i.e. which are really new options) and which contribute to the project aim of a sustainable development of urban district heating systems to multi-functional energy supply systems according to expert opinion. In order to get the status of research and the technical and economic parameters of these technologies a detailed literature survey and inquiries at research institutions has been performed. All gathered information about the identified technologies has been assessed and presented in mean-variance-portfolios.

The study resulted in three technology groups, which are of major interest for the sustainable development of urban district heating systems to multi-functional energy supply systems.

Technology group 1: renewable energies – liquid renewable fuels by pyrolysis

The integration of renewable energy sources into the energy mix of urban areas faces the problem of a usually low volumetric energy content of common forms of renewable energy sources where high demand densities are common.

By transformation of bulk solid biomass into a liquid fuel by modern pyrolysis technologies (flash-pyrolysis) an increase of the volumetric energy density by a factor of approximately 10 is possible. This is an economic short term to medium term energy supply option.

Thus, concepts for decentralized biomass harvest and centralized processing in rural areas to a fuel with high volumetric energy content and successive storage of the fuel close to heat and power plants become possible.

Bio-pyrolysis oil requires only twice as much of tank volume compared to regular heating oil. This volume expansion can be reduced by increased turnover.

Conclusions

- The utilization of bio-pyrolysis oil in large combustion systems has already been done with positive results. Here it is necessary to assess the ecologic impact on the production of air pollutants caused by the use of this alternative fuel and to determine the necessary retrofitting demand for the flue gas cleaning system of existing and new boiler plants.
- The utilization in slow running internal combustion engines or in gas turbines is currently under development. The main problem for these applications is the development of refining processes that guarantee a stable quality of the fuel.
- As a first step the utilization of bio-pyrolysis oil in equipment for heat production is technically viable and an attractive option from an economic point of view, if the cost targets for bio-pyrolysis oil production can be achieved.

Recommendations

- The potential for the production of bio-pyrolysis oil should be assessed by checking the technical and economic feasibility of the erection and operation of a production plant for bio-pyrolysis oil
- The possibility to use bio-pyrolysis in large boiler plants should be proofed in a demonstration project.
- The technological development of internal combustion engines and gas turbines that are able to burn bio-pyrolysis oil should be monitored. Once the durability of these plants and/or the quality of bio-pyrolysis oil have reached an adequate level, the erection of a demonstration plant should be considered.
- The legal framework for production, handling and utilisation of bio-pyrolysis oil as fuel for mobile and stationary applications should be assessed. The necessities for standardisation of fuels for mobile and stationary applications should be surveyed.

Technology group 2: fossil fuels – carbon capture and storage

The capture and storage of carbon in the state of CO₂ from energy transformation processes of fossil fuels have been promoted by representatives of the oil and gas industry for several years in order to find a way out of the greenhouse effect of fossil energy supply.

Therefore the possibilities for capture and final storage of CO₂ are being studied at high cost. One example is the “CO₂ Capture Project”, the first phase of which (2000–2004) has been prepared by renowned entities and companies such as the EU, the US Department of Energy, BP, Shell, Chevron-Texaco, Statoil, Norsk Hydro and others² and which is currently in its second phase (2005–2007).

The possibility to capture and store CO₂ in deep geologic formations, which has been studied in this project, can at best only be part of a solution in Austria, because the Austrian annual storage capacity is limited to approximately 2 Mio. tCO₂ per year (20 percent of the allocation for heat and power produc-

² Please refer to <http://www.co2captureproject.org/contacts/contacts.htm>

tion in the years 2005–2007) and the overall capacity is limited as well. Thus, this option can only bridge the time needed for broad application of renewable energy supply in Austria.

The further option of mineral carbonation of alkaline minerals and their use in products or their deposition (the largest share of carbon on earth is stored in carbonates in the earth's crust) is currently not developed enough for a detailed assessment of its applicability. Estimates for the potential of this option in Austria are missing. If adequate potentials exist this option also opens the possibility to act as an active carbon sink if CO₂ from the use of renewable energy sources such as solid, liquid or gaseous biomass is captured and stored as stable carbonate in the earth's crust.

Conclusions

- The necessary technologies for capture of CO₂ from energy transformation processes are currently under development. Some technologies have already been commercially applied (e.g. for fertilizer production). These technologies are primarily applicable for the retrofitting of existing power plants
- The assessed technologies are economic options for CO₂-certificate prices of approximately 40 EUR/tCO₂ and above, if the CO₂ can be stored in former oil- and gas fields. Mineral carbonation is significantly more expensive but has also a significantly higher potential worldwide.
- It is necessary to implement measures beyond mere efficiency improvement of the energy supply chain, because Austria's greenhouse gas emissions exceed the Kyoto targets by far and because of large plants for heat and power supply, which will be built within the next decade and operated over several following decades will be fuelled by fossil fuels. Carbon capture and storage could be one of these measures. The problems for implementation of these alternatives are the missing public acceptance and missing assessment of the environmental impact.

Recommendations

- The Austrian potential for mineral carbonation with CO₂ from the energy supply process and the incurred costs should be estimated.
- The environmental impact of carbon capture and storage should be assessed, e.g. in the framework of a strategic environmental assessment.
- If mineral carbonation has an attractive potential in Austria and if no adverse environmental impacts can be expected, then the technological development of mineral carbonation from lab-scale to demonstration scale should be supported.
- The legal framework for carbon capture and storage in Austria should be assessed.

Technology group 3: multi-functional energy supply – air conditioning by district heating

The possibility to chill with heat is a long known possibility, but the operation parameters, especially the required temperature level of the heat source for the necessary equipment, have decreased only lately to levels which can be achieved by regular district heating systems in summer.

The utilisation of district heating for air conditioning in summer causes efficiency increases at the supply side for the operation of co-generation plants which primarily operate for power production, because the required power demand does not increase for the operation of compressor chillers and the heat demand increases at the same time. In addition the higher load in the district heating network in summer results in a smoother heat duration curve which leads to a higher annual average efficiency.

The positive effect of chilling by district heating on the CO₂-emission of the energy sector has already been proven in other studies (Simader & Rakos, 2005). In addition, the waste heat from sources which cannot (or only limited) be adopted to the heat load of the network can be utilised in summer as well.

This applies especially to industrial waste heat (e.g. from industrial co-generation plants) and to municipal waste incineration plants.

One of the main parameters for the economy of these facilities is the heat price, which has to be calculated individually based on the heat supply structure and which is influenced by the demand profiles for power, district heating, the waste heat supply profile, the price profiles for power feeding and for the purchase of secondary and final energy (biomass, heating oil, gas) as well as by the cost/revenues for the alternative waste heat utilisation option.

Conclusions

- Air conditioning by means of district heat can be an ecologic and economic attractive alternative to common systems based on compressor chillers.
- Where air ventilation systems are already installed the upgrading with desiccant-evaporative cooling (DEC) equipment is an economic alternative, if the comfort requirements for the air conditioning are not too stringent.
- The assessment of the heat source cost requires the application of process cost accounting, which takes care of the temporal and technological components of energy demand and price profiles. If a cost accounting system does not exist it imposes an organisational obstacle or causes an uncertainty if heat cost are calculated in an averaging accounting model.
- Demand for technological development exists especially for small adsorption chillers.

Recommendations

- A system for calculation of the heat source cost for adsorption and absorption heat pumps should be developed in order to track down one of the major parameters for the economy of these technologies.
- The technological development of small adsorption chillers should be supported in order to cover the market segment of small chilling loads to be covered at a comparatively low district heating temperature level.
- Technical concepts for chilling and for cold water distribution which can reach the target cost for the investment in adsorption chillers should be developed.
- The possibility of the installation of DEC plants which are operated with district heat in buildings with air ventilation systems should be promoted because it is an economic alternative to compressor heat pumps if the comfort requirements are modest.

Project pipeline

A **project pipeline** of 10 projects together with an **action plan** has been developed as **starting point** for the implementation of the recommendations of this study.

These are:

Project 1 Technical/economic/legal feasibility for erecting a bio-pyrolysis plant in Vienna/Lower Austria and for the supply logistics for bio-oil consumers in a perimeter of 200 kilometers.

Project 2 Retrofitting the burner of an existing oil boiler for operation with bio-pyrolysis oil

Project 3 Legal framework for production and utilisation of bio-pyrolysis oil in Austria

Project 4 Geologic survey for deposits of alkaline minerals for mineral carbonation

Project 5 R&D project upscaling of mineral carbonation from lab-scale to demonstration scale

Project 6 Legal framework for carbon capture and storage in Austria

Project 7 Strategic environmental assessment for carbon capture and storage in Austria

Project 8 Demonstration project air conditioning of residential buildings by district heat

Project 9 Concept for air conditioning by district heating in existing and new residential buildings

Project 10 Assessment of heat source cost for air conditioning by district heating

1 Einleitung

Die städtische Energieversorgung ist infolge der typischerweise kleinräumig hohen Nachfrage gezwungen, die von den Einwohnern nachgefragten Energieträger entweder über große Distanzen von den Erzeugungsstellen heranzutransportieren oder lokale Energiequellen zu nützen.

Im Rahmen dieses Projekts wurde die Frage bearbeitet, ob neue Technologien zur Deckung des Energiebedarfs zur Raumtemperierung mit Hilfe der Fernwärmesysteme in den Städten Wien und St. Pölten unter wirtschaftlich sinnvollen Rahmenbedingungen in Zukunft eingesetzt werden können, um einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten zu können, welche Technologien dies sind und welche Energieträger dafür notwendig und verfügbar sind.

Ziel des Projekts ist es, mit Hilfe moderner Technologien einen Entwicklungspfad für die Fernwärmeversorgung in Städten zu finden, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen aus der Raumwärmeversorgung und Gebäudeklimatisierung unter ökonomischen Gesichtspunkten ermöglicht. Es steht damit im Einklang mit der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, die darauf ausgerichtet ist, Technologien und Konzepte für ein auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln, das langfristig in der Lage ist, unseren Energiebedarf zu decken.

Dieser Entwicklungspfad soll Folgendes ermöglichen:

- Verdrängung fossiler Brennstoffe durch Fernwärmeversorgung mit ökologisch optimierter Energieaufbringung
- Steigerung der Gesamteffizienz der Fernwärmeversorgung (Erzeugung, Verteilung, Nutzung)
- Ausbau der Fernwärmeversorgung zu einem multifunktionalen Energieversorgungssystem – Synergienutzung
- Einbringung von erneuerbaren Energieträgern in das Konzept der Energieaufbringung auf möglichst breiter Basis

Einen wichtigen Schritt zur Erreichung der nationalen Kyoto-Ziele stellt die Entwicklung von Multifunktionalen Energieversorgungssystemen zur umfassenden Energiebereitstellung dar.

Zur Verwirklichung eines emissionsenkenden multifunktionalen Energiesystems im städtischen Bereich bedarf es der Integration erneuerbarer Energieträger mit Hilfe moderner Technologien, die sich teilweise noch im Entwicklungsstadium befinden.

Als Angelpunkt für die Entwicklung solcher Systeme eignen sich besonders bestehende Fernwärmenetze im dicht verbauten Gebiet, weil diese bereits heute mittels effizienten Umwandlungstechnologien wie der Kraft-Wärme-Kopplung den hohen Energiebedarf des Raumwärmesektors umweltschonend decken können.

Darüber hinaus sind die Fernwärmeversorger gefordert, die mit dem steigenden Lebensstandard erhöhten Anforderungen an die Gebäudetemperierung, die neben der Heizung im Winter auch die Kühlung im Sommer erfordert, durch die Technologien zu bewältigen, die die Nutzung von Synergien zwischen Strom-, Wärme-, und Kälteproduktion ermöglicht. Dabei muss auch der ökologischen Forderung nach einer Senkung der Treibhausgasemissionen Rechnung getragen werden. Dies kann nur durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger erfolgen, was im städtischen Bereich aufgrund der großen erforderlichen Mengen und des großen Einzugsraumes für Brennstoffe eine zusätzliche Herausforderung darstellt.

Der Schwerpunkt der Arbeit in diesem Projekt ist die Entwicklung eines Technologieportfolios, das die Attraktivität und die Risiken von Technologien in Bezug auf das Projektziel darstellt. Aus diesem Technologieportfolio soll auch eine Projektpipeline für Nachfolgeprojekte weiterentwickelt werden.

Im folgenden Kapitel werden die **Ziele** des Projekts dargelegt.

Im Kapitel **Technologieliste** wird das Verfahren zur Gewinnung einer Liste mit den zu untersuchenden Technologien und die Erarbeitung der Liste selbst dargestellt.

Der Abschnitt **Technologieportfolio** enthält die Beschreibung und die Bewertung der identifizierten Technologien.

Aus dem Technologieportfolio wurden ein **Aktionsplan** und eine **Projektpipeline** entwickelt, die in den anschließenden Kapiteln dargestellt ist.

Daran schließt sich ein Kapitel mit **Schlussfolgerungen**, einem **Ausblick und Empfehlungen** an.

2 Ziele

Das in der Einleitung dargelegte Gesamtziel des Projekts ist es, mit Hilfe moderner Technologien einen Entwicklungspfad für die Fernwärmeversorgung in Städten zu finden, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen aus der Raumwärmeversorgung und Gebäudeklimatisierung unter ökonomischen Gesichtspunkten ermöglicht.

In diesem Projekt sollten folgende Ziele erreicht werden:

1. Erarbeitung einer Methode zur Bewertung von Technologien, die die Unsicherheit der zur Verfügung stehenden Information berücksichtigt.
2. Erstellung einer Liste von neuen Technologien, die der Erreichung des Gesamtziels des Projekts dienen können.
3. Sammlung der über die neuen Technologien verfügbaren Informationen in einem solchen Umfang, dass eine technisch/wirtschaftliche Beurteilung möglich ist.
4. Bewertung der Technologien
5. Ausarbeitung eines Aktionsplans, der die Weiterentwicklung der interessantesten Technologien zum Ziel hat.
6. Vorschlag einer Projektpipeline, die auf den aktuellen Entwicklungsstand Rücksicht nimmt.

Die Umsetzung dieser Zielvorgaben ist in den folgenden Kapiteln dargestellt.

3 Technologieliste

3.1 Datenerhebung

Die Datenerhebung erfolgte durch wiederholte Besuche bei den unterschiedlichen Abteilungen der Fernwärme Wien und der Stadtwerke St. Pölten und durch die Heranziehung bereits vorhandener Studien und Arbeiten über die relevanten Aspekte der Fernwärmesysteme von Wien und St. Pölten.

Folgende Besprechungen wurden im Zuge der Datenerhebung durchgeführt:

Tabelle 1: Übersicht über den Ablauf der Datenerhebung

Datum	Ort	Thema
19. April 2004	Fernwärme Wien Spittelauer Lände 45	Fernwärmenetz, Lastverteiler, Entwicklung Primär- und Sekundärnetz
27. April 2004	Fernwärme Wien Spittelauer Lände 45	Abnehmeranlagen, Klimatisierung mit Fernwärme
10. Mai 2004	Fernwärme Wien Spittelauer Lände 45	Erzeugungsanlagen
17. Mai 2004	Stadtwerke St. Pölten	Erzeugung, Netz und Abnehmeranlagen
18. Mai 2004	Fernwärme Wien Spittelauer Lände 45	Service und Netzausbau, Wärmemessung

Über die Anlagen der Stadtwerke St. Pölten (Fernheizkraftwerke Nord und Süd) ist bei KWI aufgrund früherer Projekte bereits umfangreiches Datenmaterial vorhanden, weshalb sich der Erhebungsaufwand auf eine Aktualisierung dieses Materials beschränkte.

Folgende Daten wurden für die weitere Bearbeitung zur Verfügung gestellt:

- Energiemengen (Brennstoffverbräuche, Fernwärmeproduktion, Fernwärmeverkäufe) in Form von Zeitreihen
- Engpassleistungen in Form von Zeitreihen
- Spitzenleistungen in Form von Zeitreihen
- Emissionsbilanzen für CO₂
- Prognoserechnungen für die Verbrauchsentwicklung
- Umfangreiche technische Informationen über den Aufbau der Fernwärmenetze und der Abnehmeranlagen
- Netzpläne
- Tarifsysteme
- Organisationsstruktur der Fernwärme Wien und der Stadtwerke St. Pölten

Für die Stadtwerke St. Pölten lagen für die Fernheizwerke Nord und Süd aus früheren Arbeiten Fehlerausgleichsrechnungen für die internen Energiebilanzen dieser beiden Werke vor.

Für die Entwicklung des Technologieportfolios ist

- die Erstellung einer Liste mit Technologien, die im Rahmen des Projekts auf ihre Eignung untersucht werden sollen, und
- die Entwicklung von techno-ökonomischen Modellen zur Bewertung der Attraktivität und des Risikos dieser Technologien

erforderlich.

3.2 Brainstorming Workshop

Für die Erstellung der Technologielliste wurde die Veranstaltung eines Brainstorming-Workshops geplant, der die Erfahrungen und Kenntnisse von Vertretern der Finanzierungspartner (Fernwärme Wien und Stadtwerke St. Pölten) sowie von externen Experten kombinieren sollte.

Dieser Workshop wurde am 1. Juli 2004 in den Räumlichkeiten der Fernwärme Wien, Spittelauer Lände 45 durchgeführt.

Dabei nahmen neben Vertretern der Finanzierungspartner auch Experten der Österreichischen Energieagentur (damals noch Energieverwertungsagentur E.V.A.), des Österreichischen Prüf- und Forschungszentrums Arsenal, der Firma SOLID, des Umweltbundesamtes und des Bayerischen Zentrums für Angewandte Energieforschung teil.

Die Teilnehmer bildeten drei Gruppen, die jeweils zu den Bereichen Erzeugung, Verteilung und Abnehmeranlagen etwa 30- bis 45-minütige Brainstorming-Sitzungen durchführten.

Die Fragestellungen der Themenbereiche lauteten:

1. Erzeugung: Mit welchen Technologien oder technologischen Änderungen kann der CO₂-Ausstoß der gesamten Fernwärmeproduktion unter Berücksichtigung der gekoppelten Stromproduktion weiter verringert werden?
2. Verteilung: Mit welchen Technologien oder technologischen Änderungen können der Pumpstrombedarf und die Wärmeverluste im Netz bis hin zu den Hausanlagen weiter verringert werden?
3. Abnehmeranlagen:
Fragestellung 1: Mit welchen Technologien oder technisch/organisatorischen Änderungen können Haushalte und Unternehmen in Zukunft zur Umstellung auf Fernwärme motiviert werden?
Fragestellung 2: Mit welchen Technologien kann in Zukunft Haushalten und/oder Unternehmen in Alt- und Neubauten fernwärmebetriebene Klimatisierung angeboten werden?

Die im Rahmen der Brainstormings gemachten Vorschläge wurden auf Flip-Charts festgehalten und sind in der Beilage ersichtlich.

3.3 Auswertung

Die Vorschläge wurden im Anschluss an den Workshop systematisiert und in Excel-Tabellen dargestellt.

Dabei wurden die vorgeschlagenen Technologien den Bereichen Erzeugung, Verteilung und Abnehmeranlagen zugeordnet und in technologisch homogene Gruppen eingeteilt. Beispielsweise konnten im Bereich Erzeugungstechnologien die Gruppen „Speichertechnologien“, „Luftreinhaltung“, „Energieträgersubstitution“ und „Effizienzsteigerung“ unterschieden werden.

Diese Tabellen wurden zur Bewertung an die Teilnehmer des Workshops ausgesendet und die ausgefüllten Listen ausgewertet.

Dabei wurde von den Teilnehmern für jede Technologie ihre Einschätzung abgefragt, ob es sich dabei um eine bereits im Einsatz befindliche Technologie, eine Technologie entsprechend dem Stand der Technik oder eine noch in Entwicklung befindliche Technologie („Stand der Wissenschaft“) handelt.

Darüber hinaus wurde für jede Technologie eine Bewertung verlangt, die deren Attraktivität für die Weiterentwicklung des Fernwärmesystems ausdrückt. Dafür wurde die folgende metrische Skala verwendet:

Tabelle 2: Metrische Skala zur Technologiebewertung

Bewertung	Punkte
Interessant	1
Weiß nicht	0
Uninteressant	-1
Kontraproduktiv	-5

Die Technologien wurden bewertet und entsprechend der mehrheitlichen Einschätzung der Experten den folgenden drei Gruppen zugeordnet:

1. bereits im Einsatz befindliche Technologie
2. Technologie entsprechend dem Stand der Technik, oder
3. noch in Entwicklung befindliche Technologie („Stand der Wissenschaft“)

Die Addition der Punkte entsprechend der Bewertung der teilnehmenden Experten ergab für den Bereich Erzeugung in der Gruppe der Technologien nach dem Stand der Wissenschaft folgende Reihung:

Tabelle 3: Auswertung Brainstorming Erzeugungstechnologien

Erzeugung	Technologie ist			Summe Bewertungen Interessant 1 Weiß nicht (0) Uninteressant (-1) Kontraproduktiv (-5)
	Bereits im Einsatz	Beste verfügbare Technologie - BAT	Stand der Wissenschaft	
Wasserstoff-Brennstoffzelle	0	2	3	6
Wasserstoffproduktion mit Überschusswärme im Sommer	0	0	3	5
Carbonatisierung von MVA-Schlacke mittels Rauchgasen der Müllverbrennung im Drehrohrofen	0	1	3	5
CO ₂ -Abscheidung aus dem Rauchgas (CO ₂ -freies Kraftwerk)	0	0	4	5
Ersatz von Gaskesseln durch Brennstoffzellen	0	0	5	5
Virtuelle Kraftwerke	0	1	3	4
Strom aus Photovoltaikanlagen für Pumpenantriebe	0	2	3	2
Saisonale Speicher	0	0	1	1
Erdwärme mittels Sonden und Solarkollektoren	1	0	3	1
Neue Brennertechnologien zur besseren Kesselausnutzung	2	1	2	6
Saisonale Energiespeicher in Aquiferen	0	1	1	2
Zwischenspeicherung von Energie im Tagesverlauf	0	1	1	2
Biogasanlage Wien: Verbrennung der Gärrückstände	0	2	2	-3
Abkühlung der MVA-Abgase zur Klärschlamm-trocknung	0	3	2	7
Klärschlamm-trocknung mit Abwärme	0	4	1	7
Abwärmebeheizte Wärmepumpen	0	4	1	7
Wärmepufferung im Heizkraftwerk	1	3	0	6
Holztrocknung zur Pelletisierung	1	3	0	6
Biomassetrocknung mit Überschusswärme im Sommer	0	4	0	6
Solare Klärschlamm-trocknung	0	3	2	6
Nachrüstung von Kesselanlagen (z.B. zur Absenkung von Rauchgastemperaturen)	2	3	0	6
Zusatzfeuerung alternativer Brennstoffe	0	3	0	5
Einbindung der Biomasse-KWK Egger (St. Pölten)	0	3	0	5
Deponiegasverbrennung in BHKWs	2	2	1	5
Solare Wärmeeinspeisung	1	3	1	5
Biomasse + Erdwärme: ORC-Prozess und Kalina-Prozess	0	2	1	5
Substitution von Erdgas durch interne Wärmetauscher in Abgasreinigungsanlagen (Rauchgaskonditionierung)	0	3	1	5
Biomasse-KWK mit Effizienzkriterium (Novellierung Ökostromgesetz oder Ökostrom-Preisverordnung)	0	2	1	4
Großflächenkollektoren mit selektiver Beschichtung	0	3	1	4
Mikrogasturbine	0	3	1	4
Vorschalt-Gasturbinen	1	2	0	4
Dezentrale Biomasse bei netzfernen Abnehmern	2	2	0	3
Geothermie + Wärmepumpe (Auswertung des Geothermie-Katasterplans der MA 29)	2	3	0	3
Geothermienutzung Oberlaa (warme schwefelhaltige Quellen in 20-80 m Tiefe)	2	3	0	3
Einsatz von Stirlingmotoren auf Basis Erdgas	0	4	1	3
Einsatz von Stirlingmotoren auf Basis erneuerbare Energieträger	0	4	1	3
Wärmepumpen am Rücklauf beheizt	0	3	2	3
Wärmepumpen abwärmebeheizt	0	3	2	3
Gasspeicher	1	2	0	2
Strohverbrennung	2	2	0	2
Katalytische Entstickung	1	1	0	-1
Wärmepufferung beim Verbraucher	4	0	0	6
Zusatzfeuerung von Alternativbrennstoffen	3	2	0	5
CO ₂ -optimierte Fahrweise des Kraftwerksparks: Berücksichtigung von CO ₂ -Zertifikaten in der Kraftwerks-Einsatzplanung und -optimierung	3	0	1	4
Ersatz von Kesselhäusern durch BHKW	3	1	0	3

Das Ergebnis ist in drei Blöcke nach dem von den Bewertern im überwiegenden Maß zugeordneten Entwicklungsstand der Technologien dargestellt und innerhalb dieser Blöcke entsprechend der Summe der zugewiesenen Bewertung gereiht. Im ersten Block (Technologien nach dem Stand der Wissenschaft) wurde auch noch unterschieden, ob eine absolute oder nur eine relative Mehrheit der Bewerter diese Zuordnung traf.

Als bemerkenswert ist herauszustreichen, dass von den Bewertern die Gewinnung von Wasserstoff und dessen Nutzung in Brennstoffzellen sowie die Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas (allgemein bzw. spezifisch durch Karbonatisierung von MVA-Schlacke) als interessanteste Technologien gewertet wurden. Speichertechnologien werden nach dieser Bewertung als Zukunftstechnologien nur eine untergeordnete Rolle spielen.

In der folgenden Tabelle ist das Ergebnis für den Bereich „Verteilung“ dargestellt:

Tabelle 4: Auswertung Brainstorming Verteilung

Verteilung	Technologie ist			Summe Bewertungen
	Bereits im Einsatz	Beste verfügbare Technologie BAT	Stand der Wissenschaft	
Weiterentwicklung von PMR-Rohren für höhere Drücke und Temperaturen	0	1	3	-2
Verwendung von Rohrreibungsminderern	0	1	1	2
Twin Pipe	1	3	0	5
Optimierte Trassenverlegung im No-Dig-Verfahren (PMR-Rohre)	0	3	0	4
Einsatz von Micro-Pur	0	3	0	3
Einsatz von Thermosanol	0	3	0	2
Optimierung der Rohrnetztemperaturen	1	1	0	2
Dampfnetz statt Heisswasser	2	3	0	-5
Drehzahlregelung von Pumpenantrieben	4	1	0	6
Optimierung des Zusammenspiels aller Pumpen	4	1	0	6
Optimierung der Umschalt- bzw. Zuschaltpunkte bei Parallelbetrieb von Pumpen	3	2	0	6
Ringschlüsse im Sekundärnetz für die bedarfsoptimale Betriebsweise der Gebietsumformer	3	2	0	6
Ortung von Wärmelecks mittels Thermographie	3	2	0	5
Dickere Isolierung	4	1	0	3
Verringerung des Druckabfalls bei Zählern etc.	3	1	0	3
Sommerpumpen	3	1	0	2
Netztopologie optimieren (engmaschig, viele Einspeisemöglichkeiten, kurze Transportwege)	2	1	1	2
Hausumformer an Rücklauf anhängen	3	2	0	1
- Anpassung des Arbeitspunktes an den Durchfluss	1	0	0	1
Absenkung der RL-Temperatur durch die Verwendung von Fernwärme-Durchlauferhitzern zur Warmwasserbereitung	4	2	0	-2

Hier ist herauszustreichen, dass von den anwesenden Experten nur zwei Nennungen von Technologien nach dem Stand der Wissenschaft gemacht wurden, wobei nur die Verwendung von Rohrreibungsminderern mehrheitlich als interessant bewertet wurde. Offensichtlich ist die Verteilnetztechnik entweder so ausgereift, dass Verbesserungen nach Expertenmeinung kaum denkbar sind oder die Entwicklung ist auf diesem Gebiet (d.i. die Steigerung der Energieeffizienz von Fernwärme-Verteilnetzen) derzeit wenig dynamisch.

Abschließend noch eine Tabelle mit dem Ergebnis für den Bereich „Abnehmeranlagen“:

Tabelle 5: Auswertung Brainstorming Abnehmeranlagen

Abnehmeranlagen	Technologie ist			Summe Bewertungen Interessant 1 Weiß nicht (0) Uninteressant (-1) Kontraproduktiv (-5)
	Bereits im Einsatz	Beste verfügbare Technologie - BAT	Stand der Wissenschaft	
Niedertemperatur-Adsorber	0	0	4	5
Kühlkörper	0	0	4	4
DEC-Anlagen	0	0	2	1
Dampfstrahlanlagen	0	0	2	1
Kälteerzeugung über das Sekundärnetz	0	0	2	-1
Abwärmesenken	0	1	2	-4
Gleichzeitige Verwendung von Kühl-Heizkörpern	1	2	2	5
Fernkälte	1	0	1	4
Adsorptions-Kälteanlagen	0	2	2	3
Luftkühlung in offenen und geschlossenen Systemen	2	0	2	3
Baukernaktivierung	1	0	1	3
Kältespeicherung	0	2	2	1
Eisspeicher	1	2	2	1
Binäreis, Slurryeis	0	2	2	1
Abwärmesenke Erdreich	1	0	1	1
Abwärmesenke Betonkern	0	1	1	1
Abwärmesenke Fluss	1	0	1	-5
FW-Kochen	1	1	1	-6
Wandkühlung	0	1	1	-8
Kleinst-Absorptionsanlagen für Wohnungen und Siedlungen	0	3	1	4
Flächenkühlung	0	3	1	4
Hausanlagen	1	1	0	3
Fahrbahnbeheizung zur Nutzung der Wärmeverluste	1	2	1	-9
Transparente Abrechnung des Wärmeverbrauchs	3	2	0	6
Abrechnung nach Volumenstrom	3	2	0	6
Einzelzählung des Wärmeverbrauchs	5	0	0	6
Niederenergie-Wohnanlage	3	2	0	6
KälteHausanlagen im Haus	2	0	1	4
Fan Coils	2	1	0	4
Zonenventile für mehr Komfort	4	1	0	4
Schwimmbadbeheizung öffentlich/privat	4	1	0	4
Träge Heizungssysteme	3	0	0	4
Absorptionskälteanlagen	4	0	0	3
Marketing	2	1	0	3
Standardisierte Übergabestationen	4	1	0	3
Kälteerzeugung über das Primärnetz	3	1	0	2

In diesem Bereich wurde eine vergleichsweise große Anzahl an Nennungen von „Stand der Wissenschaft“-Technologien gemacht, was auf eine dynamische Weiterentwicklung dieses Bereichs hindeutet. Allerdings waren die Bewertungen dieser Nennungen als „interessant“ nicht so eindeutig wie beispielsweise im Bereich Erzeugung.

Es wird deshalb hier speziell notwendig sein, Informationen über Demonstrations- oder Pilotanlagen zu sammeln und mit den Experten der Finanzierungspartner zu diskutieren.

4 Technologieportfolio

4.1 Bewertungsmethodik

In diesem Kapitel wird eine Methode zur Bewertung von Attraktivität und Risiken einer Liste von neuen Technologien vorgestellt. Zur Bewertung dieser beiden Eigenschaften werden quantitativ und qualitativ erfassbare Größen verwendet. Die quantitativ erfassbaren Attraktivitätskenngrößen im Sinne des Projektzieles sind:

- die auf den Output bezogene Annuität der Barwerte der Gesamtkosten
- der CO₂-Emissionsfaktor der Wärmeerzeugung
- Effizienzen

Dabei sind die Effizienzen von den beiden anderen Technologieeigenschaften unabhängig und die CO₂-Emissionsfaktoren durch einen Preisansatz für die Zertifikatskosten in die spezifische Annuität integrierbar. Im Sinne der Entwicklung eines zweidimensional darstellbaren Portfolios wird deshalb als Attraktivitätsmaß die spezifische Annuität verwendet.

Als Risikokenngrößen kommen folgende Technologieeigenschaften in Frage:

- Streuungsparameter der Energieträgerpreise (quantitativ)
- Streuungsparameter der Zertifikatspreise (quantitativ)
- Streuungsparameter der Wartungs- und Instandhaltungskosten (quantitativ)
- Streuungsparameter der Investitionen (quantitativ)
- Entwicklungsstand (qualitativ)
- Kosten zur Überwindung von technologischen Barrieren (quantitativ)

Dabei wird der Ansatz verfolgt, die qualitative Beurteilung des Entwicklungsstandes zur quantitativen Abschätzung der Streuungsparameter der Kosten zur Überwindung technologischer Barrieren zu verwenden. Dafür wird der Entwicklungsstand zuerst klassifiziert und dann die Streuungsparameter einer geeigneten Verteilung quantifiziert. Als Risikoparameter des Technologieportfolios wird dann die Varianz der spezifischen Annuität verwendet.

Als Modell für die Berechnung des Mengengerüsts wird ein lineares Referenzenergiesystem verwendet, dessen Transferkoeffizienten für technische Subsysteme, soweit unbekannt, aus vorhandenen Daten mit dem Softwaretool MAcFlow geschätzt werden (vgl. Matyus et. al., 2003). Neue oder bekannte Technologien werden im System mit exogen gegebenen Parametern modelliert.

4.1.1 Annuität der Gesamtkostenbarwerte

Folgende Kostenkomponenten werden für die Berechnung der auf den Output bezogenen Annuität (Primäroutput) verwendet:

1. Entwicklungskosten: Es werden Schätzkosten für die Entwicklung der Technologie bis zur Erstanwendung in einem Demonstrationsprojekt verwendet. Diese Schätzkosten enthalten auch den Mehraufwand eines Demonstrationsprojekts verglichen mit einer auf das Demonstrationsprojekt folgenden Investition (wissenschaftliche Begleitung, Kosten für Erzeugung von Vorrichtungen in der Fertigung, Mehrkosten einer Erstinbetriebnahme etc.). Diese Kosten werden mittels Kapitalwertfaktor (Annuitätenfaktor) auf die Lebensdauer einer Einheit aufgeteilt.

2. Investition und Wartungs-/Instandhaltungskosten: Kosten für die Installation einer Einheit der Technologie nach Installation eines Demonstrationsprojekts. Diese Ausgabe wird mittels Kapitalwertfaktor auf die Lebensdauer einer Einheit aufgeteilt. Zur Annuität der Investition werden die fixen Wartungs- und Instandhaltungskosten durch Aufschlag eines Prozentsatzes der Investition hinzugerechnet.
3. Kosten für Energieverbrauch
4. Kosten für Emissionszertifikate
5. Einnahmen für die Produktion eines allfälligen Sekundäroutputs

Die spezifische Annuität der darzustellenden Technologie ergeben sich somit wie folgt:

$$k = \frac{(FE + I) \cdot KWF + OM + E_{\text{Input}} + Z - E_{\text{Output, sekundär}}}{Q_{\text{Output, primär}}} \quad (1)$$

Variable	Benennung	Einheit
k	Spezifische Annuität	EUR/MWh
FE	Entwicklungskosten	EUR
I	Investition	EUR
KWF	Kapitalwertfaktor, Annuitätenfaktor	1/a
OM	Annuität der Wartungs- und Instandhaltungskosten	EUR/a
E_{Input}	Annuität des Kapitalwerts des Energieinputs über die Lebensdauer	EUR/a
Z	Annuität des Kapitalwerts der verbrauchten CO ₂ -Zertifikate über die Lebensdauer	EUR/a
$E_{\text{Output, sekundär}}$	Annuität des Kapitalwerts der Einnahmen durch Produktion eines Sekundäroutputs über die Lebensdauer	EUR/a
$Q_{\text{Output, primär}}$	Energieproduktion in einer Periode	MWh/a

Das zugrunde liegende lineare Modell der zu bewertenden technischen Systeme ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

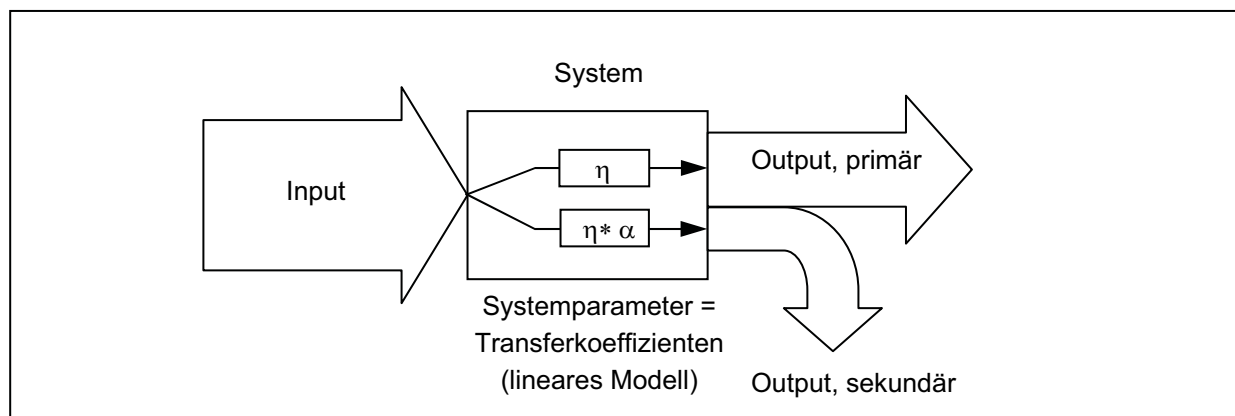


Abbildung 1: Lineares Modell der bewerteten Technologien

Das Modell des technischen Systems muss nicht notwendigerweise einer Bilanzrestriktion gehorchen, da nicht alle Energieströme, die in das System eintreten oder es verlassen, kostenrelevant sind. Im Falle von Kältemaschinen ist sogar die Bilanzierung des oben dargestellten Modells nicht mit der Energiebilanz identisch, weil sowohl Input (Strom oder Antriebswärme) wie auch Output (Kälteleistung) für das thermodynamisch offene System der Kältemaschine Inputs sind (weil der wirtschaftliche Nutzen – der Output des Systems – der Wärmeentzug des zu kühlenden Systems durch die Kältemaschine ist).

Mit

$$I = i \cdot KAP \quad (2)$$

$$Q_{\text{Output, primär}} = b \cdot KAP \quad (3)$$

$$KWF = \frac{(1+q)^T \cdot q}{(1+q)^T - 1} \quad (4)$$

$$OM = KWF \cdot \sum_{t=1}^T [r_t \cdot om \cdot I] \quad (5)$$

$$E_{\text{Input}} = KWF \cdot \sum_{t=1}^T [r_t \cdot p_{\text{Input}, t} \cdot Q_{\text{Input}}] \quad (6)$$

$$Z = KWF \cdot \sum_{t=1}^T [r_t \cdot p_{\text{Zertifikate}, t} \cdot Q_{\text{Input}} \cdot c_{\text{Input}}] \quad (7)$$

$$Q_{\text{Output, primär}} = \eta \cdot Q_{\text{Input}} \quad (8)$$

$$Q_{\text{Output, sekundär}} = \alpha \cdot Q_{\text{Output, primär}} \quad (9)$$

$$E_{\text{Output, sekundär}} = KWF \cdot \sum_{t=1}^T [r_t \cdot p_{\text{Output, sekundär}, t} \cdot Q_{\text{Output, sekundär}}] \quad (10)$$

$$r_t = \frac{1}{(1+q)^t} \quad (11)$$

wobei

Variable	Benennung	Einheit
T	Lebensdauer	A
I	Spezifische Investition	EUR/MW
Q	Kalkulatorischer Zinssatz	1/a
KAP	Installierte Kapazität des Primäroutputs	MW
r_t	Abzinsungsfaktor für die Periode t	-
b	Ausnutzungsdauer des Primäroutputs	h/a
om	Spezifische Wartungs- und Instandhaltungskosten	1/a
Q_{Input}	Energieverbrauch in einer Periode	MWh/a
$Q_{\text{Output, sekundär}}$	Produktion eines Sekundäroutputs in einer Periode	MWh/a
$p_{\text{Input}, t}$	Preis der eingesetzten Energie	EUR/MWh
$p_{\text{Output, sekundär}, t}$	Preis des Sekundäroutputs	EUR/MWh
$p_{\text{Zertifikate}, t}$	Preis der CO ₂ -Zertifikate	EUR/t CO ₂
c_{Input}	CO ₂ -Emissionsfaktor des Inputs	tCO ₂ /MWh
η	Transferkoeffizient (TC) des Primäroutputs	-
α	Verhältnis von Sekundäroutput zu Primäroutput	-

und Einsetzen in Gleichung (1) ergibt sich die spezifische Annuität wie folgt:

$$k = \text{KWF} \cdot \left(\frac{1}{b \cdot \text{KAP}} \cdot \text{FE} + \frac{1 + \text{om} \sum_{t=1}^T r_t}{b} \cdot i + \frac{1}{\eta} \cdot \sum_{t=1}^T r_t p_{\text{Input},t} + \frac{c_{\text{Input}}}{\eta} \cdot \sum_{t=1}^T r_t p_{\text{Zertifikate},t} - \alpha \cdot \sum_{t=1}^T r_t \cdot p_{\text{Output}_{\text{sekundär},t}} \right) \quad (12)$$

Die Gleichung ist so dargestellt, dass jene Größen, von denen in dieser Arbeit angenommen wird, dass sie mit Risiko behaftet sind, in einzelne Terme getrennt auftreten (Entwicklungskosten, spezifische Investition, Energie- und Zertifikatspreise).

Die Forschungs- & Entwicklungskosten werden periodisiert und auf die zu installierende Kapazität aufgeteilt. Es bleibt dabei dem Projektentwickler vorbehalten, die Kapazität eines Erstprojekts zu wählen und die Entwicklungskosten bereits dort zu amortisieren oder im anderen Extremfall die Entwicklungskosten auf das Gesamtpotenzial an installierbarer Kapazität für diese Technologie aufzuteilen.

Aufgrund der mit neuen Technologien verbundenen Unsicherheiten wird aber in der Regel zumindest ein Teil der Forschungs- und Entwicklungskosten vom ersten Projekt zu tragen sein (z.B. durch außerordentliche Aufwendungen aus betrieblichen oder öffentlichen Forschungsbudgets).

Der prozentuale Aufschlag von Wartungs- und Instandhaltungskosten auf die Investition, der in der Praxis für diese Kostenart häufig gewählt wird (wie z.B. in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach VDI 2067 bzw. ÖN M 7140), wirkt wie eine Erhöhung des Kapitalwertfaktors bzw. eine Erhöhung der kalkulatorischen Verzinsung (bei gegebener Lebensdauer).

Die Preise der Emissionszertifikate wirken, gewichtet mit dem Emissionsfaktor des Energieträgerinputs, wie eine Steuer auf die Preise der Inputgrößen. Dies stimmt damit überein, dass selbst bei Einhaltung des Emissionsbudgets gemäß dem Nationalen Allokationsplan der Verbrauch von Gratis-Zertifikaten einen Kostenfaktor darstellt, weil damit zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf von nicht verbrauchten Zertifikaten verhindert werden.

Die Preise für die Einnahmen von Koppelprodukten des Primärinputs wirken umgekehrt proportional im Verhältnis der Koppelprodukte zum Primäroutput.

4.1.2 Unsicherheiten in den Kostenkomponenten

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Unsicherheiten folgender Kostenkomponenten berücksichtigt (Modellierung als stochastische Variable):

1. Forschungs- und Entwicklungskosten
2. Investitionen
3. Energieträgerpreise
4. Preise der Emissionszertifikate

Damit wird auch vorausgesetzt, dass die folgenden Größen deterministischen Charakter haben:

1. Kalkulatorischer Zinssatz
2. Lebensdauer
3. Ausnutzungsdauer (und damit der Lastbereich, in dem die Technologie eingesetzt wird)
4. Spezifische Wartungs- und Instandhaltungskosten
5. Technische Kenngrößen (Wirkungsgrade, Stromkennziffern etc.)
6. Brennstoffmix zur Herstellung von Energieträgern, die als Input verwendet werden.

Das zu entwickelnde Portfolio soll die Attraktivität einer Technologie, ausgedrückt durch die – möglichst niedrige – spezifische Annuität der Barwerte der Gesamtkosten, dem Risiko gegenüberstellen, welchem der ermittelte Wert für die spezifische Annuität unterliegt.

In der deskriptiven Statistik werden die Eigenschaften von stochastischen Größen durch ihre Momente und durch die Dichtefunktion (bzw. Verteilungsfunktion) dargestellt. Da es in der Regel schwer ist, ausreichend Zahlenmaterial zu erhalten, um aus den vorhandenen Stichprobengrößen auf die Verteilungsfunktion der Grundgesamtheit einer Größe wie der Investitionskosten schließen zu können (z.B. wegen der Vergleichbarkeit von Daten für unterschiedliche Anwendungsfälle), werden für die angestrebte zweidimensionale Darstellung der Eigenschaften von stochastischen Größen üblicherweise nur das erste und das zweite Moment (d.h. der Erwartungswert und die Varianz) verwendet.

In der Literatur wird dieser Ansatz als Mittelwert-Varianz-Analyse bezeichnet. Damit ist es auch möglich, so genannte „effiziente“ Portfolios zu erstellen, die bei gegebenen Investitionsalternativen den optimalen Mix darstellen, der bei einer gegebenen Risikoschwelle die untersuchte Größe optimiert (minimiert bzw. maximiert). Es ist nicht das Ziel dieser Arbeit, effiziente Portfolios zu erstellen, sondern eine Methode zur Ermittlung der Lage einzelner Technologien in einem Portfolio darzustellen.

Üblicherweise wird im Rahmen von Mittelwert-Varianz-Analysen angenommen, dass die zugrunde liegenden Größen normalverteilt sind, weil die Normalverteilung oft eine gute Approximation für die tatsächliche Verteilungsfunktion vieler in der Realität auftretender stochastischer Größen ist.

Zusätzlich lässt sich die Verteilungsfunktion der Normalverteilung durch die Parameter Mittelwert und Varianz eindeutig charakterisieren. Zur Anwendung der Mittelwert-Varianz-Analyse ist die Einschränkung auf eine spezielle Verteilung methodisch aber nicht notwendig. Man muss sich aber darüber im Klaren sein, dass die Varianz nicht notwendigerweise der einzig notwendige Streuungsparameter für die Festlegung der tatsächlich vorliegenden Verteilungsfunktion ist.

Zusätzlich zu den Streuungsparametern der einzelnen Kostenkomponenten ist zu berücksichtigen, dass zwischen den einzelnen stochastischen Komponenten systematische Zusammenhänge bestehen können. Der lineare Anteil dieser Zusammenhänge, die Kovarianz, ist bei der Berechnung der Gesamtvarianz zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass es zwischen einigen stochastischen Kostenkomponenten einen signifikanten linearen Zusammenhang gibt.

Varianz der Forschungs- und Entwicklungskosten

Forschungs- und Entwicklungskosten sind eine Kostenart, deren Höhe nicht aus Preis- und Mengensätzen bestimmbar ist, sondern die für jeden Fall gesondert kalkuliert werden muss. Da die Grundlagen für die Kalkulation aber meist ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet sind, ist eine Quantifizierung der Varianz dieser Kostenkomponente nur auf Basis von Expertenwissen und bestenfalls qualitativ möglich.

Um diese Kostenkomponente trotzdem in das Konzept der Gesamtvarianz zur Erstellung eines Mittelwert-Varianz-Portfolios einbauen zu können, wird im Rahmen des zugrunde liegenden Projekts folgender Zugang gewählt:

1. Die F&E-Kosten werden für das jeweilige Vorhaben auf Basis der verfügbaren Information kalkuliert.
2. Die Kalkulationen werden auf Basis der mit der Erstellung verbundenen Unsicherheiten in Risikoklassen eingeteilt (z.B. „Geringe Unsicherheiten“, „Mäßige Unsicherheiten“, „Hohe Unsicherheiten“).
3. Den Risikoklassen werden folgende relative Standardabweichungen zugeordnet:
± 10 % für die Klasse „Geringe Unsicherheiten“
± 30 % für die Klasse „Mäßige Unsicherheiten“

± 50 % für die Klasse „Hohe Unsicherheiten“

Diese Zuordnung basiert auf Annahmen und stellt keine datengetriebene Modellierung dar.

Die Varianz des Kostenanteils der spezifischen Forschungs- und Entwicklungskosten stellt sich somit wie folgt dar:

$$\text{VAR}\left(\frac{\text{KWF}}{b \cdot \text{KAP}} \text{FE}\right) = \left(\frac{\text{KWF}}{b \cdot \text{KAP}}\right)^2 \cdot \sigma_{\text{FE}}^2 \quad \text{mit} \quad \text{VAR}(\text{FE}) =: \sigma_{\text{FE}}^2 \quad (13)$$

Varianz der Investitionen

Der Charakter von Investitionen in neue Technologien ähnelt dem der Forschungs- und Entwicklungskosten, da im Allgemeinen keine ausreichenden Daten vorliegen, um aus historischen Daten Streubereiche für spezifische Investitionen bestimmen zu können.

Die Abgrenzung von den Forschungs- und Entwicklungskosten besteht im Wesentlichen darin, dass jene Kostenkomponenten als Investitionskosten angesehen werden, die bei einer neuerlichen Investition auch wieder anfallen. Zur Abschätzung der Standardabweichung bzw. der Varianz der spezifischen Investitionen werden Planungskenngrößen (Zuschläge für Unvorhergesehenes, Absicherung von Teilen der Investition durch verbindliche Angebote, Streubereiche für die Investition in Standardkomponenten etc.) herangezogen.

Die prozentualen Zuschläge für Wartungs- und Instandhaltungskosten können beispielsweise der ÖNORM M 7140, Blatt 5, entnommen werden.

Der Anteil der Varianz der spezifischen Investitionen an der Gesamtvarianz der Energieerzeugungskosten stellt sich somit wie folgt dar:

$$\text{VAR}\left(\frac{1 + \text{om} \cdot \sum_{t=1}^T r_t}{b} \cdot i\right) = \left(\frac{1 + \text{om} \cdot \sum_{t=1}^T r_t}{b}\right)^2 \cdot \sigma_i^2 \quad (14)$$

$$\text{mit} \quad \sum_T r_t = \frac{r_1^{T+1} - r_1}{r_1 - 1} ; \quad r_t = \frac{1}{(1+q)^t} ; \quad \text{VAR}(i) =: \sigma_i^2$$

Varianz der Energie- und Zertifikatspreise

Energiepreise werden üblicherweise als Random-Walks modelliert (siehe auch Berger et al., 2003), das bedeutet, es wird folgender stochastischer Prozess angenommen:

$$p_t = p_{t-1} + \varepsilon_t \quad \text{mit} \quad \mathbf{E}(\varepsilon_t) = 0, \quad \mathbf{E}(\varepsilon_{t-i}\varepsilon_{t-j}) = \sigma^2 \text{ für } i = j \quad \text{und} \quad \mathbf{E}(\varepsilon_{t-i}\varepsilon_{t-j}) = 0 \text{ für } i \neq j \text{ d.h. } \varepsilon_t \sim \text{iid.}(0, \sigma^2)$$

wobei

p_t Preis zum Zeitpunkt t

p_{t-1} Preis der Vorperiode

$\mathbf{E}(\cdot)$ Erwartungswert von (\cdot)

$\text{Var}(\cdot)$ Varianz von (\cdot)

ε_t Unabhängige identisch verteilte (independent identical distributed) Zufallsvariable

Für die Bewertung von Investitionsalternativen im Mittelwert-Varianz-Portfolio interessieren aber nicht die Preise in den einzelnen Jahren und deren Unsicherheit, sondern der Erwartungswert und die Varianz der Annuität des Kapitalwerts der von diesem Preis beeinflussten Energieträgerkosten.

Unter der Annahme, dass die Energiemengen über die Zeit konstant bleiben (da nur die Technologie und nicht ein spezieller Anwendungsfall beurteilt werden soll, d.h. $Q_{\text{Output, primär}} = \text{konstant}$), ist die Varianz von folgendem Term relevant:

$$\mathbf{Var} \left[\text{KWF} \cdot \sum_{t=1}^T (r_t \cdot p_t) \right] \text{ mit } r_t = \frac{1}{(1+q)^t} \quad (15)$$

Mit der Entwicklung des Preisprozesses als Random Walk Prozess, d.h.

$$p_t = p_0 \quad \text{konst.}$$

$$p_{t+1} = p_t + \varepsilon_{t+1}$$

$$p_{t+2} = p_{t+1} + \varepsilon_{t+2} = p_t + \varepsilon_{t+1} + \varepsilon_{t+2}$$

$$p_{t+3} = p_{t+2} + \varepsilon_{t+3} = p_t + \varepsilon_{t+1} + \varepsilon_{t+2} + \varepsilon_{t+3} \quad \text{u.s.w.,}$$

und der Definition

$$u_{t+n} = \sum_{j=1}^n \varepsilon_{t+j} \quad \text{d.h. } p_{t+n} = p_0 + u_{t+n} \quad (16)$$

und Einsetzen in (15) ergibt sich

$$\mathbf{Var} \left[\text{KWF} \cdot \sum_{t=1}^T (r_t \cdot p_t) \right] = \mathbf{Var} \left[\text{KWF} \cdot \sum_{t=1}^T (r_t \cdot u_t) \right] = \text{KWF}^2 \cdot \mathbf{E} \left[\sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^T (r_{j+i} \cdot u_{t+j} \cdot u_{t+i}) \right] \quad (17)$$

Da die Kovarianzen der stochastischen 1-Perioden-Abweichungen (des Preises) ε_t gleich 0 sind, weil die 1-Schritt-Abweichungen ε_t definitionsgemäß voneinander unabhängig sind, ergibt sich weiters:

$$\mathbf{E} (r_{j+i} \cdot u_{t+j} \cdot u_{t+i}) = \mathbf{E} \left[\sum_{m=1}^i \sum_{n=1}^j (r_{j+i} \cdot \varepsilon_{t+m} \cdot \varepsilon_{t+n}) \right] = \sum_{m=1}^{\min(i,j)} r_{j+i} \cdot \sigma^2 = r_{j+i} \cdot \min(i,j) \cdot \sigma^2 \quad (18)$$

Einsetzen von Gleichung (18) in Gleichung (17) ergibt:

$$\mathbf{Var} \left[\text{KWF} \cdot \sum_{t=1}^T (r_t \cdot p_t) \right] = \sigma_p^2 \cdot \text{KWF}^2 \cdot \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^T r_{j+i} \cdot \min(i,j) =: \sigma_p^2 \cdot \phi^2(T,q) \quad (19)$$

Die Größe $\phi(T,q)$ (d.h. das Verhältnis der Standardabweichung der Annuität der spezifischen Energiekosten zur Standardabweichung der 1-Perioden-Abweichung der Energiepreise) wurde für einen üblichen Bereich von Lebensdauern und kalkulatorischen Zinssätzen von energietechnischen Anlagen berechnet und ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 6: Verhältnis $\phi(T,q)$ der Standardabweichungen

Verhältnis $\phi(T,q)$ der Standardabweichungen								
Kalkulatorische Verzinsung	Lebensdauer							
	5 Jahre	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre	35 Jahre	40 Jahre
2 % p.a.	1.47	1.92	2.27	2.56	2.80	3.01	3.20	3.37
3 % p.a.	1.46	1.90	2.23	2.50	2.72	2.91	3.07	3.21
4 % p.a.	1.46	1.88	2.19	2.44	2.64	2.80	2.94	3.05
5 % p.a.	1.45	1.86	2.16	2.38	2.56	2.70	2.82	2.91
6 % p.a.	1.44	1.84	2.12	2.33	2.49	2.61	2.70	2.78
7 % p.a.	1.44	1.82	2.09	2.28	2.42	2.52	2.60	2.66
8 % p.a.	1.43	1.80	2.05	2.23	2.35	2.44	2.50	2.54
9 % p.a.	1.43	1.79	2.02	2.18	2.29	2.36	2.41	2.45
10 % p.a.	1.42	1.77	1.99	2.13	2.23	2.29	2.33	2.35
11 % p.a.	1.41	1.75	1.96	2.09	2.17	2.22	2.25	2.27
12 % p.a.	1.41	1.73	1.93	2.04	2.12	2.16	2.18	2.20

Die Berechnung zeigt, dass bei sehr langfristigen Investitionen der Anteil der Energiekosten an den gesamten Energieerzeugungskosten klein sein muss, damit das gesamte Risiko der Investition nicht unverhältnismäßig ansteigt.

Varianz der spezifischen Annuität

Mit den vorher erhaltenen Ergebnissen bezüglich der Varianz der einzelnen Kostenkomponenten und der Annahme, dass zwischen Forschungs- und Entwicklungskosten, spezifischen Investitionen, dem Mischpreis für den Energieinput, den Preisen für Sekundäroutputs und den Zertifikatskosten keine signifikante Korrelation besteht, stellt sich die Varianz der Energieerzeugungskosten näherungsweise wie folgt dar:

$$\text{VAR}(k) \cong \left(\frac{\text{KWF}}{b \cdot \text{KAP}} \right)^2 \cdot \sigma_{\text{FE}}^2 + \text{KWF}^2 \cdot \left(\frac{1 + \text{om} \cdot \sum_{t=1}^T r_t}{b} \right)^2 \cdot \sigma_i^2 + \phi^2(T, q) \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{Input}}^2 + c_{\text{Input}}^2 \cdot \sigma_{\text{Zertifikate}}^2}{\eta^2} + \alpha^2 \cdot \sigma_{\text{Output, sekundär}}^2 \right) \quad (20)$$

Wenn zwischen den 1-Schritt-Abweichungen der Preise, die in Form von Random-Walks modelliert wurden, signifikante Korrelationen feststellbar sind, dann wird die Varianz der Gesteungskosten gemäß Gleichung (20) systematisch über- oder unterschätzt, je nachdem, ob ein positiver oder negativer linearer Zusammenhang zwischen den Zufallsvariablen besteht.

So ist in den jährlichen Zeitreihendaten der Österreichischen Energieagentur, die für die Berechnung des Energiepreisindex eingesetzt werden, eine positive Korrelation zwischen Gas- und Strompreissteigerungen für Haushalte nachweisbar, d.h. bei steigenden Gaspreisen steigen auch die Strompreise. Der Korrelationskoeffizient beträgt in diesem Fall 0,52 (ein Korrelationskoeffizient von 0 bedeutet, dass kein linearer Zusammenhang besteht, bei einem Korrelationskoeffizienten von 1 liegt ein deterministischer rein linearer Zusammenhang zwischen den betrachteten Größen vor). Ein noch stärkerer Zusammenhang ist zwischen den indizierten Preisänderungen für Erdgas und Fernwärme nachweisbar. Hier beträgt der Korrelationskoeffizient 0,94 (siehe Beilage). Änderungen bei den Gaspreisen verursachen also auch fast immer gleichgerichtete Änderungen bei den Fernwärmepreisen.

Für den Fall einer signifikanten Korrelation zwischen dem Preis für den Energieinput und dem Sekundäroutput kann folgendes Random-Walk Modell angeschrieben werden:

$$p_{a,t+i} = p_{a,t} + \varepsilon_{a,t+1} + \varepsilon_{a,t+2} + \dots + \varepsilon_{a,t+i}$$

$$p_{b,t+i} = p_{b,t} + \varepsilon_{b,t+1} + \varepsilon_{b,t+2} + \dots + \varepsilon_{b,t+i}$$

mit

$$\text{Cov}(\varepsilon_{a,j}; \varepsilon_{b,j}) = \rho \cdot \sigma_a \cdot \sigma_b$$

Cov(.) Kovarianz von (.)

ρ Korrelationskoeffizient

wobei

$$u_{a,t+i} := \varepsilon_{a,t+1} + \varepsilon_{a,t+2} + \dots + \varepsilon_{a,t+i}$$

$$u_{b,t+i} := \varepsilon_{b,t+1} + \varepsilon_{b,t+2} + \dots + \varepsilon_{b,t+i}$$

Die Varianz der Annuität der kumulierten Barwerte von einem Input und einem Output, deren Preise als Random-Walks modelliert werden können (z.B. Erdgasinput und Stromoutput einer KWK) und deren 1-Schritt-Abweichungen linear korreliert sind, stellt sich damit wie folgt dar :

$$\text{Var}\left[\text{KWF} \cdot \left(\sum_{t=1}^T \alpha \cdot r_t \cdot p_{a,t} - \sum_{t=1}^T \beta \cdot r_t \cdot p_{b,t}\right)\right] = \text{KWF}^2 \cdot [\alpha^2 \cdot \text{Var}(X) + \beta^2 \cdot \text{Var}(Y) - 2 \cdot \alpha \cdot \beta \cdot \text{Cov}(X, Y)] \quad (21)$$

mit

$$X = \sum_{t=1}^T r_t \cdot (p_{a,0} + u_{a,t}); Y = \sum_{t=1}^T r_t \cdot (p_{b,0} + u_{b,t}) \quad (22,23)$$

Durch Einsetzen in die Formel für die Varianz für die Wärmegestehungskosten und Ableitung wie im Fall ohne Korrelation ergibt sich die Gleichung für die Gesamtvarianz wie folgt:

$$\text{VAR}(k) = \left(\frac{\text{KWF}}{b \cdot \text{KAP}}\right)^2 \cdot \sigma_{FE}^2 + \text{KWF}^2 \cdot \left(\frac{1 + \text{om} \cdot \sum_{t=1}^T r_t}{b}\right)^2 \cdot \sigma_i^2 + \phi^2(T, q) \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{Input}}^2 + c_{\text{Input}}^2 \cdot \sigma_{\text{Zertifikate}}^2}{\eta^2} + \alpha^2 \cdot \sigma_{\text{Output, sekundär}}^2 - \frac{2 \cdot \alpha \cdot \rho_{\text{In, Out. sekundär}}}{\eta} \cdot \sigma_{\text{Input}} \cdot \sigma_{\text{Output, sekundär}}\right) \quad (24)$$

Damit ist das Berechnungsmodell für die Erstellung des Mittelwert-Varianzportfolios der spezifischen Annuität der Gesamtkostenbarwerte zur Bewertung der Technologien hinreichend definiert.

4.1.3 Berücksichtigung der F&E Kosten

Forschungs- und Entwicklungskosten fallen vor Markteinführung einer Technologie an und sind dann zur Gänze durch den Nutzeffekt der zu errichtenden Anlagen zu tragen.

Je größer die Verbreitung einer Technologie ist, umso geringer ist der Kosteneffekt, den F&E-Kosten umgelegt auf den gesamten Nutzeffekt haben.

Für jede Technologie im Mittelwert-Varianz-Portfolio müssen deshalb folgende Werte abgeschätzt werden:

1. F&E-Bedarf bis zur Marktreife (bzw. bis zur Errichtung von Demonstrationsanlagen)
2. Potenzial für die Verbreitung der Technologie

Im Rahmen dieser Studie wird der Einfluss der F&E-Kosten so berücksichtigt, dass die bis zur Markteinführung anfallenden F&E-Kosten auf die geschätzte installierbare Kapazität in Österreich umgelegt werden.

4.2 Modellierung der Technologien

In diesem Kapitel werden die im Zuge des Brainstormings identifizierten Technologien beschrieben und ihre Modellierung zur Bewertung im Mittelwert-Varianz-Portfolio dargestellt.

Die Daten basieren auf einer umfangreichen Literaturrecherche sowie, in einigen Fällen, auf Besuchen vor Ort sowie auf der Information von Experten.

Für die Berechnung wurden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (kalkulatorischer Zinssatz, Energiepreise etc.) wie folgt definiert:

Tabelle 7: Erwartungswerte der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Benennung	Einheit	E(.)	Quelle/ Anmerkung
Kalkulatorischer Zinssatz	% p.a.	4 % p.a.	Annahme für EVU
Gaspreis EVU Arbeitspreis	EUR/MWh	14	Annahme
Gaspreis EVU Leistungspreis	EUR/MW.a	10500	Annahme
Verhältnis Preis Heizöl Schwer/EVU Arbeitspreis Erdgas	–	0,95	Annahme
Herstellkosten Pyrolyseöl (Hackschnitzel, Stroh)	EUR/MWh	31	Bridgewater et al., 2003
Gaspreis Gewerbe	EUR/MWh	30	WIFO/KWI, 2005
Einspeisetarif Strom EVU Base	EUR/MWh	40	EXAA Spotmarkt 2005
Einspeisetarif Strom EVU Peak	EUR/MWh	48	EXAA Spotmarkt 2005
Einspeisetarif Ökostrom aus flüssiger Biomasse	EUR/MWh	87	BGBI. II Nr. 508/2002
Bezugspreis Strom Gewerbe	EUR/MWh	129	Simader & Rakos, 2005
Bezugspreis Strom Haushalte	EUR/MWh	149	Tarifkalkulator der E-Control für 6 MWh/a Normalstrom
Entsorgungspreis Klärschlamm (25 % TS)	EUR/t KS 25 % TS	80	UEG Umwelt- und Entsorgungstechnik AG
Zertifikatspreis CO ₂	EUR/t CO ₂	25	Annahme
Preis für überschüssige Abwärme aus "Must-Burn Fuel"	EUR/MWh	12	Annahme
Anteil Stützfeuerung bei der Müllverbrennung	%	5 %	Annahme
Investitionen		N/A	Berger et al. 2003
Forschungsförderung	%	30 %	Annahme

Folgende relative Standardabweichungen werden als Standardwerte im Modell verwendet:

Tabelle 8: Relative Standardabweichungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Benennung	Einheit	$\frac{\sqrt{\text{Var}(\cdot)}}{E(\cdot)}$	Quelle/Anmerkung
Kalkulatorischer Zinssatz	% p.a.	N/A	Annahme für EVU
Gaspreis EVU Arbeitspreis	EUR/MWh	0,21	Berger et al. 2003
Gaspreis EVU Leistungspreis	EUR/MW.a	0,21	Berger et al. 2003
Verhältnis Preis Heizöl Schwer/EVU Arbeitspreis Erdgas	–	N/A	N/A
Herstellkosten Pyrolyseöl (Hackschnitzel, Stroh)	EUR/MWh	0,21	Berger et al. 2003
Gaspreis Gewerbe	EUR/MWh	0,21	Berger et al. 2003
Einspeisetarif Strom EVU Base	EUR/MWh	0,2	Berger et al. 2003
Einspeisetarif Strom EVU Peak	EUR/MWh	0,2	Berger et al. 2003
Einspeisetarif Ökostrom aus flüssiger Biomasse	EUR/MWh	0	Gesetzlicher Festpreis
Bezugspreis Strom Gewerbe	EUR/MWh	0,02	Siehe Beilage
Bezugspreis Strom Haushalte	EUR/MWh	0,02	Siehe Beilage
Entsorgungspreis Klärschlamm (25 % TS)	EUR/t KS 25 %TS	0,10	Annahme
Zertifikatspreis CO ₂	EUR/tCO ₂	0,2	Annahme
Preis für überschüssige Abwärme aus "Must-Burn Fuel"	EUR/MWh	0,02	Annahme
Anteil Stützfeuerung bei der Müllverbrennung	%	N/A	N/A
Investitionen		0,2	Berger et al. 2003
Forschungsförderung	%	N/A	N/A

In den folgenden Kapiteln werden die im Rahmen des Mittelwert-Varianz-Portfolios untersuchten Technologien und die bei der Modellierung verwendeten Parameter dargestellt.

4.2.1 Wasserstoff-Brennstoffzelle

Seit Mitte der 1990er Jahre wird die schon seit langem vorhandene Brennstoffzellentechnologie verstärkt weiterentwickelt und ist seitdem eine oft genannte Zukunftshoffnung für künftige Energiesysteme.

Speziell als Anwendung für den Aufbau dezentraler Energiesysteme werden große Erwartungen in die Brennstoffzelle gesetzt.

Aufgrund der Bedenken bezüglich der Endlichkeit fossiler Energiereserven werden europaweit verstärkte Anstrengungen unternommen, Systeme zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme stärker zu verbreiten.

Es wird erwartet, dass die Brennstoffzelle viele der technischen, ökonomischen und ökologischen Anforderungen an künftige Energiesysteme erfüllen kann.

Arbeitsprinzip

In herkömmlichen thermischen Energieumwandlungssystemen, die unter anderem zur Gewinnung reiner Exergieformen (Strom, mechanische Arbeit) verwendet werden, wird die chemisch gebundene Energie des Brennstoffes zuerst durch Verbrennung in Wärme umgewandelt, die in der Folge einem rechtslaufenden thermodynamischen Kreisprozess (Arbeitsprozess) zugeführt wird.

Der größte Exergieverlust dieses Prozesses findet bei der Verbrennung und dem nachfolgenden Wärmetransfer an das Kreislaufmedium statt, weil dort der größte Exergieverlust durch Umwandlung einer (fast) reinen Exergieform (d.i. die chemisch gebundene Energie) in eine andere Energieform stattfindet, die (je nach Temperaturniveau nach dem Wärmetransfer) bereits einen beträchtlichen Anergieanteil enthält. Der nachfolgende Kreisprozess ist gar nicht mehr in der Lage, einen höheren Gütegrad zu erreichen, als dem Exergieanteil der Wärme nach dem Transfer entspricht. Diese Grenze wird durch den Carnot-Wirkungsgrad festgelegt, der (im Sinne maximaler Exergiegewinnung) im Wesentlichen vom Temperaturniveau der Wärmezufuhr abhängt.

Im Gegensatz dazu ist die Brennstoffzelle eine elektrochemische Vorrichtung zur direkten Umwandlung der chemischen Energie eines Brennstoffes in elektrische Energie. Brennstoffzellen produzieren Gleichstrom niedriger Spannung. Eine Batterie oder ein Akkumulator verbraucht zur Stromerzeugung das elektrische Potenzial von Stoffen, die im Zellenblock selbst enthalten sind. Im Gegensatz dazu wird bei der Brennstoffzelle die notwendige Brennstoffenergie dem Zellenblock kontinuierlich zugeführt. In der Zelle selbst wird dann im Idealfall die freie Reaktionsenthalpie ΔG in Elektrizität umgesetzt. Im Gegensatz dazu wird bei einer Verbrennung die gesamte Reaktionsenthalpie ΔH in Wärme umgesetzt, die allerdings keine reine Exergieform mehr ist.

Zwischen der freien Reaktionsenthalpie ΔG und der gesamten Reaktionsenthalpie ΔH gilt folgender Zusammenhang:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S$$

wobei

ΔH	gesamte Reaktionsenthalpie
ΔG	freie Reaktionsenthalpie
T	Reaktionstemperatur
ΔS	Reaktionsentropie

Die Grenzen des Verstromungsgrades für thermische Kreisprozesse und für H_2/O_2 -Brennstoffzellen in Abhängigkeit von der Temperatur der Wärmezufuhr bzw. der Reaktionstemperatur stellt sich wie folgt dar:

Thermodynamischer Wirkungsgrad für Brennstoffzellen und Carnot - Wirkungsgrad für Wärmekraftmaschinen

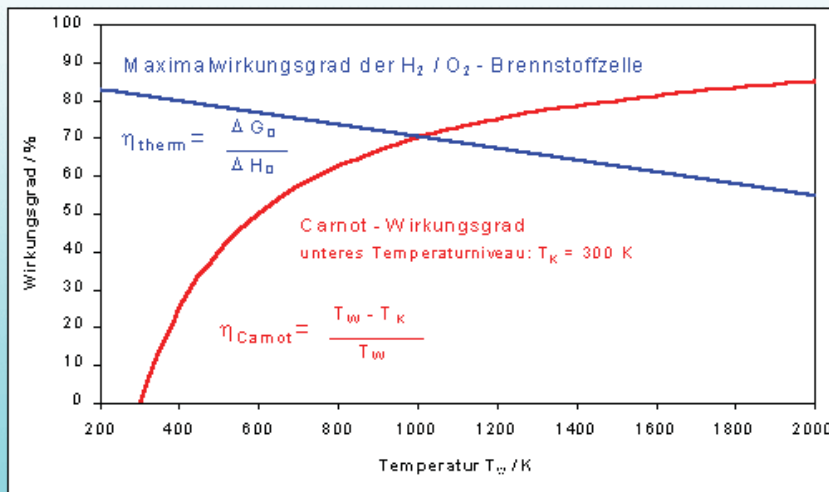


Abbildung 2: Wirkungsgradgrenzen für Brennstoffzellen und Kreisprozesse
Quelle: Forschungszentrum Jülich³

Die Brennstoffzelle macht nicht den Umweg über die Verbrennung und ist deshalb rein theoretisch in der Lage, bei niedrigen Temperaturniveaus einen weit höheren Anteil der Brennstoffexergie in nutzbare Exergieformen umzuwandeln, weil der Carnot-Wirkungsgrad dabei keine Gültigkeit besitzt.

Bis heute wurde eine Reihe von verschiedenen Typen von Brennstoffzellen entwickelt, die sich im Aufbau, in den verwendeten Brennstoffen und in Bezug auf die Arbeitstemperatur unterscheiden. Die Brennstoffzellen können grob danach eingeteilt werden, ob der Elektrolyt fest oder flüssig ist.

Die wichtigsten Typen mit festem Elektrolyt sind:

- **Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEFC oder PEM)**

Dieser Brennstoffzellentyp benutzt eine dünne Polymerfolie als Elektrolyt. Die Reaktionstemperatur liegt bei zwischen 0°C und 80°C . Als Anodengas (Brennstoff) dient Wasserstoff, der auch über vorgeschaltete Reformer aus Methan oder Methanol erzeugt werden kann. Die derzeit existierenden Prototypen der PEFC lassen sich mit großer Dynamik regeln, was sie für mobile Anwendungen und für die dezentrale Energieversorgung geeignet macht. Dieser Brennstoffzellentyp ist für den unteren Leistungsbereich (einige Kilowatt elektrisch) geeignet. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 40 % (Anodengas Methan) und 60 % (Anodengas Wasserstoff).

- **Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)**

Dieser Brennstoffzellentyp benutzt eine feste Oxidkeramikschiicht als Elektrolyt. Die Reaktionstemperatur liegt zwischen 800°C und 1000°C . Als Anodengase kommen Wasserstoff, Methan und Kohlegase in Frage. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 50 % und 65 %. Die SOFC ist der momentan am wenigsten entwickelte Brennstoffzellentyp. Das Hauptanwendungsgebiet liegt bei der Energieerzeugung in Kraftwerken sowie bei der Nutzung im Bereich

³ <http://www.fz-juelich.de/iwv/iwv3/brennstoffzellen/allgemeines/prinzipien/>

Kraft-Wärme-Kopplung, also in Blockheizkraftwerken. Daneben werden Großkraftwerke auf Basis der SOFC entwickelt. Hier wird die Abwärme zur Stromerzeugung in Dampfturbinen genutzt.

Folgende Brennstoffzellen haben einen flüssigen Elektrolyten:

- **Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)**

Hier kommt als Elektrolyt konzentrierte Phosphorsäure (H_3PO_4) zum Einsatz. Die Reaktionstemperatur liegt zwischen $130^\circ C$ und $220^\circ C$. Als Anodengas (Brennstoff) dient Wasserstoff, der auch über vorgeschaltete Reformer aus Methan erzeugt werden kann. Der Wirkungsgrad dieses Typs liegt bei ca. 40 %. Aus technischer und kommerzieller Sicht ist die PAFC für stationäre Anwendungen zur Strom- und Wärmeerzeugung am besten geeignet. Im Angebot befinden sich Anlagen im 200kW- sowie im MW-Bereich.

PAFC-Anlagen werden zur Zeit in nennenswerter Stückzahl produziert und installiert. Die Verfügbarkeit der Anlagen liegt nach Praxiserfahrungen um die 87 %, wobei Stillstandszeiten aufgrund von Umbauten oder Instandhaltung eingerechnet sind. Diese Erfahrungen beziehen sich auf einen Zeitraum von ca. 30.000 Laststunden. Allerdings wurden nach Aussagen von Experten in den letzten Jahren keine wesentlichen Fortschritte in Bezug auf die angestrebte Senkung der spezifischen Investitionskosten mehr erreicht⁴.

- **Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)**

Hier kommen als Elektrolyt Alkalikarbonatschmelzen zum Einsatz. Die Reaktionstemperatur liegt bei $650^\circ C$. Als Anodengase kommen Wasserstoff, Methan und Kohlegase in Frage. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 48 % und 60 %.

Die Karbonatschmelz-Brennstoffzelle eignet sich aufgrund ihrer hohen Betriebstemperatur besonders für Blockheizkraftwerke, kann aber unter Umständen auch für Großkraftwerke zum Einsatz kommen, die mit Erd- bzw. Kohlegas betrieben werden. In Testanlagen hat man bisher eine Leistung von ca. 2MW erreicht.

Brennstoffzellen können nicht nur alleine, sondern auch in Kombination mit anderen Umwandlungstechnologien eingesetzt werden. Die folgende Abbildung (aus Birnbaum, 2002) zeigt eine Gegenüberstellung der Leistungs- und Effizienzbereiche der dargestellten Brennstoffzellen mit konventionellen Technologien.

⁴ Mündliche Mitteilung von Prof. Dr. Angelika Heinzel, Gerhard-Mercator Universität Duisburg-Essen, Vortrag „Technische Herausforderungen“ im Rahmen des Symposiums „f-cell 2004“ am 27.9.2004, <http://www.f-cell.de/de/rueckblick-2004.php>

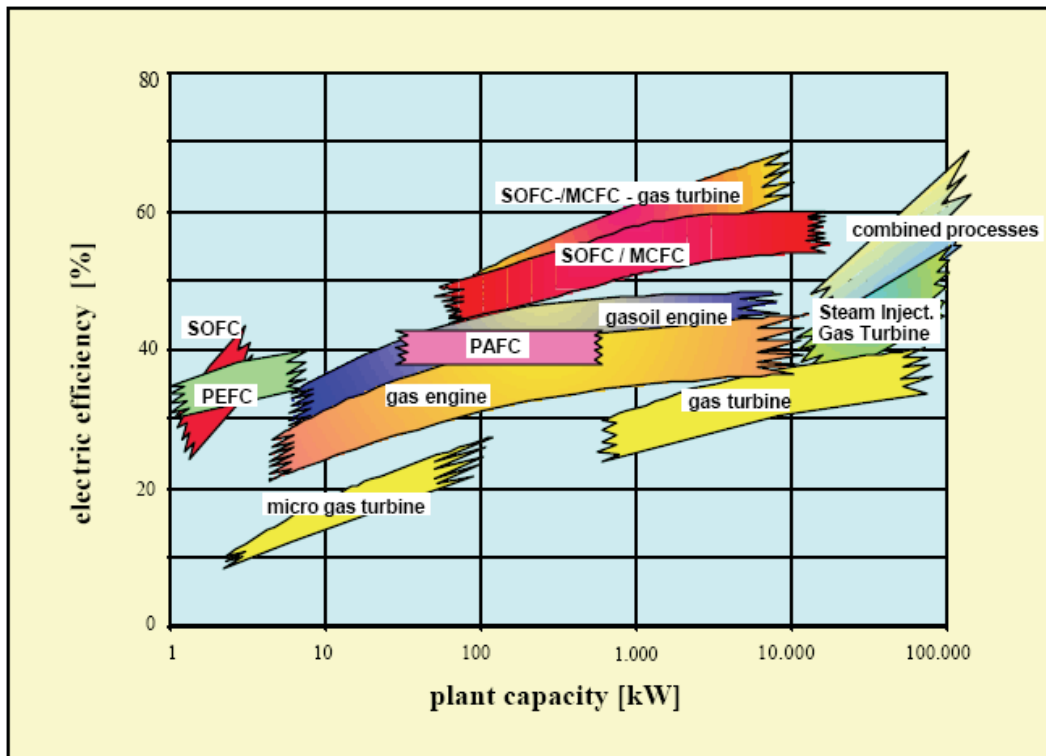


Abbildung 3: Kapazitätsbereiche und erreichbare Wirkungsgrade

Wie der Darstellung zu entnehmen ist, kommen im mittleren Leistungsbereich (1 MW bis 10 MW) für den Einsatz in Fernwärmesystemen am ehesten die Festoxidkeramik-Brennstoffzelle (SOFC) oder die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) in Frage.

Für die Modellierung ist es wichtig, wie derzeit die Erwartung für die langfristigen spezifischen Kosten und die langfristig erreichbaren technischen Effizienzen aussehen.

Im Zuge der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages wurden für die Festoxidkeramik-Brennstoffzelle vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart Schätzungen für langfristige spezifische Kosten und die zu erwartenden Effizienzen veröffentlicht (IER 2002).

Aus den vorhandenen Daten ist absehbar, dass nur die SOFC auf Basis der derzeitigen Forschung im Zeitraum bis 2030 bei großtechnischen Anwendungen eine Kostenstruktur aufweisen wird, die mit der Struktur anderer KWK-Technologien (v.a. von GuD-Kraftwerken) konkurrenzfähig ist.

Die PEM wird auf lange Sicht nur im Leistungsbereich von Hausanlagen (ca. 5 kW_{el}) einsetzbar sein. Sowohl die PAFC als auch die MCFC werden im gewerblichen Leistungsbereich bis 3 MW verfügbar sein, wobei die spezifischen Investitionen noch merklich über den Kosten alternativer Technologien wie der Gasturbinen-Kombinationskraftwerke liegen werden.

Für die Brennstoffzelle wird von Experten erwartet, dass bis zu einer breiten Anwendung in kommerziellen Systemen weltweit noch umfangreiche Forschungsvorhaben notwendig sind. Die Abschätzung des F&E-Aufwandes bis zur Kommerzialisierung von großen SOFC-Anwendungen ist aus heutiger Sicht schwer möglich. Ebenso die Schätzungen der Investitionskosten für die Installation von SOFC-Systemen für die Errichtung in 25 Jahren. Es wird im Rahmen dieser Untersuchung deshalb von der Annahme ausgegangen, dass die ausgewiesenen Investitionskosten die F&E-Kosten anteilmäßig enthalten.

Deshalb wurden im Rahmen der Bewertung die Parameter der SOFC zur Technologiebewertung für städtische Fernwärmesysteme herangezogen.

Als Modellparameter für die Bewertung der SOFC im Jahr 2010 wurden folgende Werte verwendet:

Tabelle 9: Modellparameter SOFC 2010

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	IER 2002
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	0,67	IER 2002
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	0	Annahme: in den Investitionskosten enthalten
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	0	N/A
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	2.238.806	IER 2002
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	1,43 %	IER 2002
TC Primärouput	η	–	0,36	IER 2002
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	1,49	IER 2002
Emissionsfaktor THG	C_{input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	$p_{input,0}$	EUR/MWh	22	Gaspreis + 5 EUR/MWh variable O&M Kosten
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	40	Annahme für den Strom-Einspeisetarif
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Hohe Unsicherheiten bezüglich der Höhe der F&E Kosten
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{input, Output_sekundär}$	–	0,52	Beilage

Als Modellparameter für die Bewertung der SOFC im Jahr 2030 wurden folgende Werte verwendet:

Tabelle 10: Modellparameter SOFC 2030

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	IER 2002
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	0,67	IER 2002
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	0	Annahme: in den Investitionskosten enthalten
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	0	N/A
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	1.119.403	IER 2002
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	2,07 %	IER 2002
TC Primäroutput	η	–	0,38	IER 2002
Outputverhältnis sekundär/ primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	1,49	IER 2002
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	20	Gaspreis + 3 EUR/MWh variable O&M Kosten
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundär- outputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	40	Annahme für den Strom- Einspeisetarif
Spezifische Standardab- weichung der Entwick- lungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Hohe Unsicherheiten bezüglich der Höhe der F&E Kosten
Spezifische Standardab- weichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabwei- chung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabwei- chung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabwei- chung des Sekundärout- puts	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundäroutputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0.52	Beilage

4.2.2 Klärschlamm-trocknung mit Überschusswärme

Diese Technologie wurde trotz der erfolgten Bewertung als „Stand der Technik“ ebenfalls in die genaueren Untersuchungen aufgenommen, weil das Potenzial für die Anwendung in Städten aufgrund des unvermeidlichen starken und kontinuierlichen Anfalls an Klärschlamm ausgesprochen groß ist.

In der EU fielen im Jahr 1998 etwa 6,9 Millionen Tonnen Trockenmasse Klärschlamm an, von denen etwa 53 % landwirtschaftlich verwertet wurden (AVT 2003).

Die EU-Kommission plant, die rechtliche Basis für die Verbringung der Klärschlämme in die Landwirtschaft (d.i. die Richtlinie 86/278 „über den Schutz der Umwelt und besonders der Böden bei der Verwendung von Klärschlamm in der Landwirtschaft“) zu verschärfen. Dadurch wird beispielsweise in Deutschland die landwirtschaftliche Verbringung de-facto unmöglich sein.

Weiters ist im EU-Raum aufgrund der Zunahme der Abwassereinigungsanlagen mit einem erhöhten Klärschlammaufkommen zu rechnen. In der Zusammenwirkung mit der Verringerung der Entsorgungsmöglichkeiten für Klärschlämme ist deshalb langfristig mit einem Anstieg der Entsorgungskosten zu rechnen.

In Österreich fielen im Jahr 2001 folgende Klärschlamm-mengen an:

Tabelle 11: Entsorgung der kommunalen Klärschlämme 1998 und 2001 (BMLFUW, 2002)

Kommunaler Klärschlamm	1.000 t TS/a	% 1998	% 2001
Deponie	43.0	16.7	17.7
Verbrennung	76.8	32.3	31.5
Landwirtschaft	36.8	19.7	15.1
Sonstige	87.1	31.3	35.7

Tabelle 12: Entsorgung der industriellen Klärschlämme 1998 und 2001 (BMLFUW, 2002)

Industrieller Klärschlamm	1.000 t TS/a	% 1998	% 2001
Deponie	4.0	35.0	2.6
Verbrennung	92.2	43.6	59.4
Landwirtschaft	4.8	1.6	3.1
Sonstige	54.1	19.8	34.9

Insgesamt wurden in Österreich somit 243.700 Tonnen kommunaler Klärschlamm und 155.100 Tonnen industrieller Klärschlamm entsorgt.

Die Trocknung von Klärschlamm stellt im Wesentlichen eine Technologie zur Änderung der „Produkteigenschaften“ der Klärschlämme für die weitere thermische Entsorgung dar.

Das Problem der Verfeuerung von Klärschlämmen kann folgendermaßen charakterisiert werden:

1. Verbrennungsanlagen, die Klärschlamm dem Brennstoff beimischen, unterliegen damit in Österreich den strengen luftreinhaltetechnischen Anforderungen der Abfallverbrennungs-Sammelverordnung und müssen damit eine entsprechend geeignete Verbrennungsführung und Rauchgasreinigung gewährleisten können.
2. Wird der Klärschlamm lediglich mechanisch entwässert dem Brennstoff beigemischt, so ist der energetische Ertrag der Verbrennung der brennbaren Bestandteile meist dem Aufwand zur Verdampfung des im Klärschlamm enthaltenen Wassers gleichzusetzen. Da vor allem Rostkesselanlagen verglichen mit Wirbelschichtkesselanlagen ein viel engeres Heizwertband für den zugeführten Brennstoff haben, ist der Anteil des mechanisch entwässerten Klärschlammes auf 5 % bis 10 % der gesamten Brennstoffmenge begrenzt.

Die Trocknung des Klärschlammes kann weiters zur Speicherung einer vorhandenen Abwärmequelle, die kontinuierlich anfällt, aber nicht ebenso kontinuierlich genutzt werden kann, benutzt werden.

Sind entsprechend große Lagerkapazitäten zur trockenen Lagerung des getrockneten Klärschlammes vorhanden, kann die überschüssige Abwärme in Form eines Brennstoffs mit einem erhöhten Heizwert saisonal gespeichert werden.

Als wichtigste Trocknungstechnologien, die Abwärmequellen anderer Prozesse ausnutzen können, wurden Trommeltrockner, Bandtrockner und Wirbelschichttrockner entwickelt. Darüber hinaus wurden noch die Scheibentrocknung und die Dünnschichttrocknung entwickelt.

In der folgenden Abbildung ist das Verfahrensschema einer Trommeltrocknungsanlage der Andritz AG dargestellt:

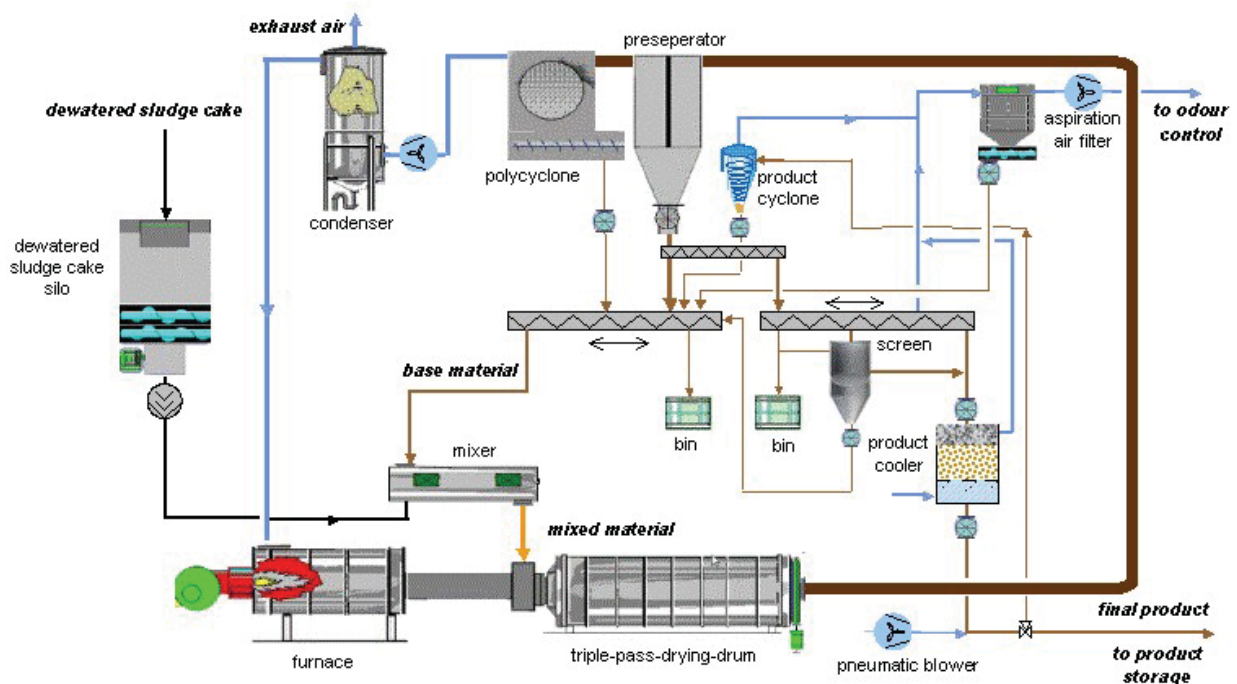


Abbildung 4: 3-Weg Trommeltrockner (Andritz AG)

Die Trocknungstrommel dreht sich während des Trocknungsprozesses langsam um die eigene Achse, wobei der zugeführte Klärschlamm kontinuierlich umgelagert wird. Die eingesetzten entwässerten Klärschlämme durchlaufen die Trommel im Gleichstrom mit den Rauchgasen. Es muss eine Reinigung der abgekühlten Rauchgase und Brüden nachgeschaltet werden (IKrW 2005).

Trommeltrocknungsanlagen benötigen üblicherweise hohe Eintrittstemperaturen des Trocknungsmediums, weshalb diese Technologie nicht für alle Abwärmequellen eingesetzt werden kann, oder im Gegenteil sogar direkt befeuert werden muss, wie dies in obiger Abbildung auch dargestellt ist. Diese Anlagen werden bis zu einer Größe von 20 t/h bis 25 t/h Wasserverdampfungsleistung eingesetzt und sind seit mehreren Jahrzehnten kommerziell erhältlich.

In der folgenden Abbildung ist das Verfahrensschema einer Wirbelschicht-Filteranlage der Andritz AG dargestellt.

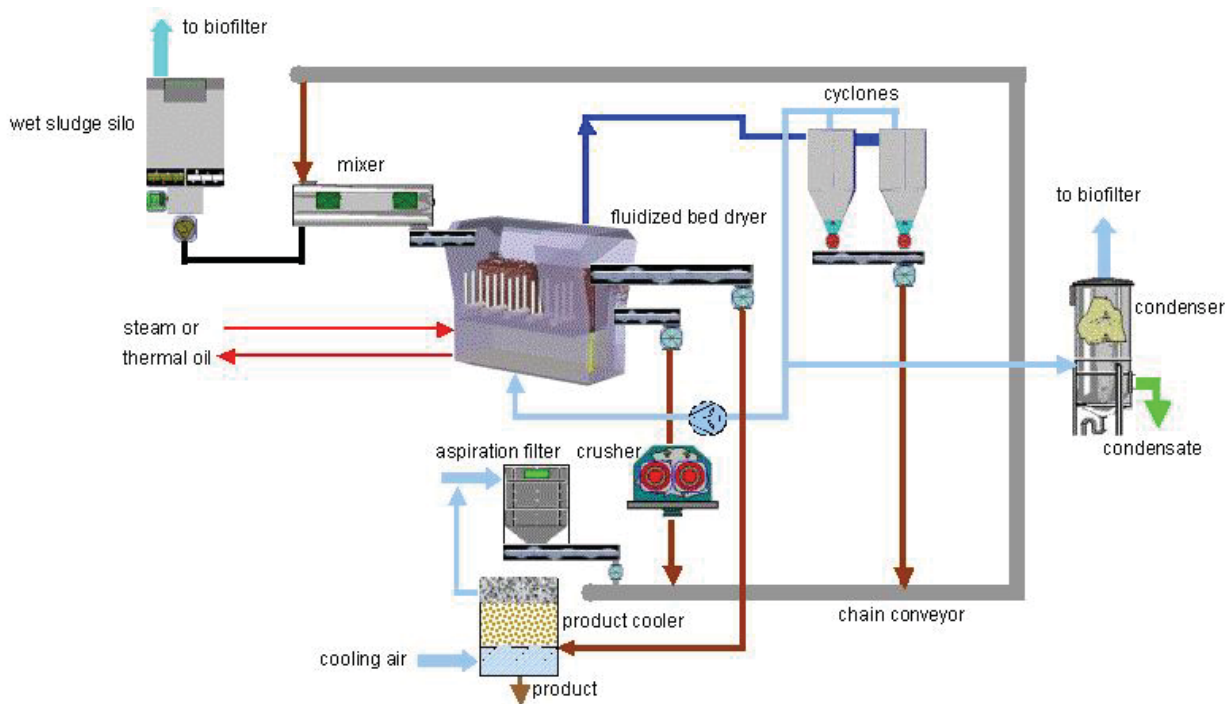


Abbildung 5: Wirbelschicht-Trocknungsanlage (Andritz AG)

Beim Verfahren der Wirbelschichttrocknung wird Heißgas, Umluft oder Brüden von unten in den Trockner eingeblasen. Der zu trocknende Klärschlamm wird in der Schwebe gehalten und in dem entstehenden Wirbelbett getrocknet. Die Trocknungswärme kann, wie in obiger Abbildung gezeigt, durch Wärmetauscher im Fließbett auf das Trocknungsgut übertragen werden. Bei diesem Verfahrenskonzept wird das Wirbelbett durch im Kreislauf geführtes Inertgas erzeugt (IKrW 2005).

Ebenso wie bei der Trommeltrocknung können bei diesem Verfahren hohe Wasserverdampfungsraten erzielt werden. Deshalb sind diese Anlagen ebenfalls in einer Größenordnung von 20 t/h Wasserverdampfungsleistung erhältlich.

Bandtrocknungsanlagen haben im Vergleich zur Trommeltrocknung und zur Wirbelschichttrocknung den Vorteil, dass auch Abwärmequellen mit einem niedrigen Temperaturniveau (zum Beispiel die Motorkühlwärme von Klärgasmotoren) genutzt werden kann. Aus diesem Grund gewinnt die Bandtrocknung unter den konventionellen Trocknungstechnologien zur Klärschlamm-trocknung zunehmend an Bedeutung.

Das folgende Bild zeigt das Verfahrensschema einer Bandtrocknungsanlage der Andritz AG:

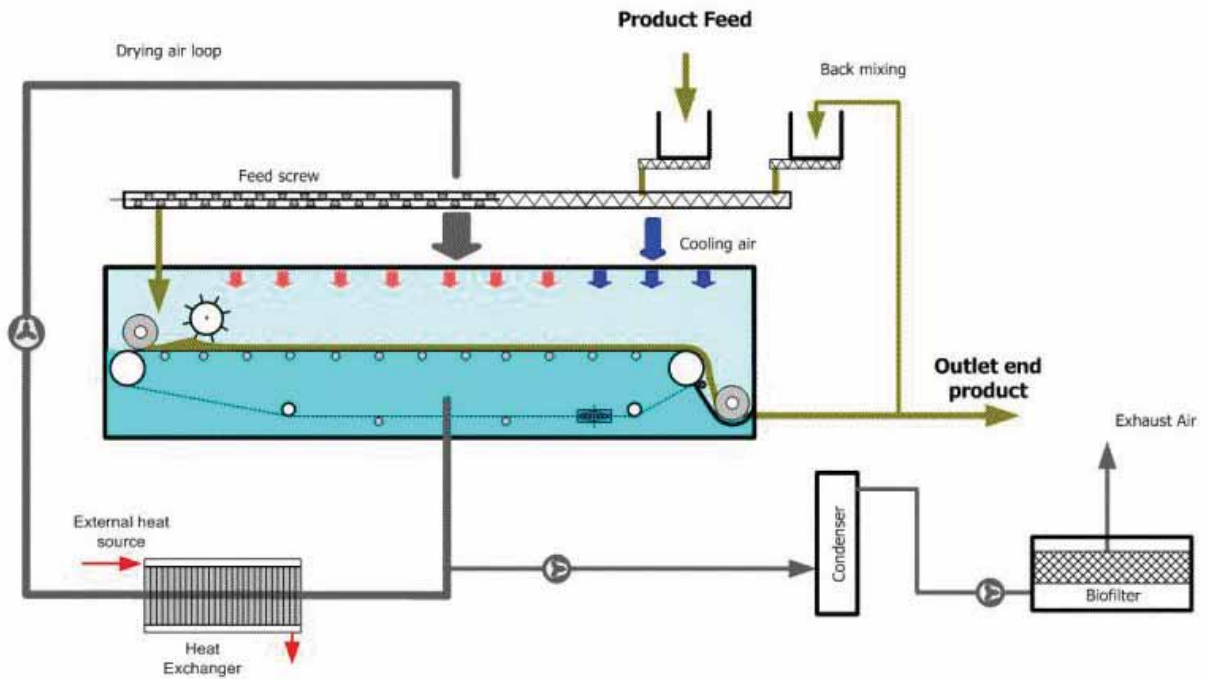


Abbildung 6: Bandtrocknungsanlage (Andritz AG)

Die gezeigte Anlage wird bis zu Wasserverdampfungsleistungen von 4 t/h gebaut.

Vor-Ort-Besuch Klärschlamm-Trocknungsanlage Frohnleiten

Im Zuge des Projekts wurde eine der beiden Referenz-Bandtrocknungsanlagen der Andritz-AG in Frohnleiten besucht.

Die Anlage wurde im Jahr 2004 errichtet und in Betrieb genommen von der UEG Umwelt- und Entsorgungstechnik AG. Sie ist für die Weiterverarbeitung von mechanisch vorentwässertem Klärschlamm ausgelegt.

Das folgende Bild zeigt den Verfahrensablauf der Anlage:

Frohneiten

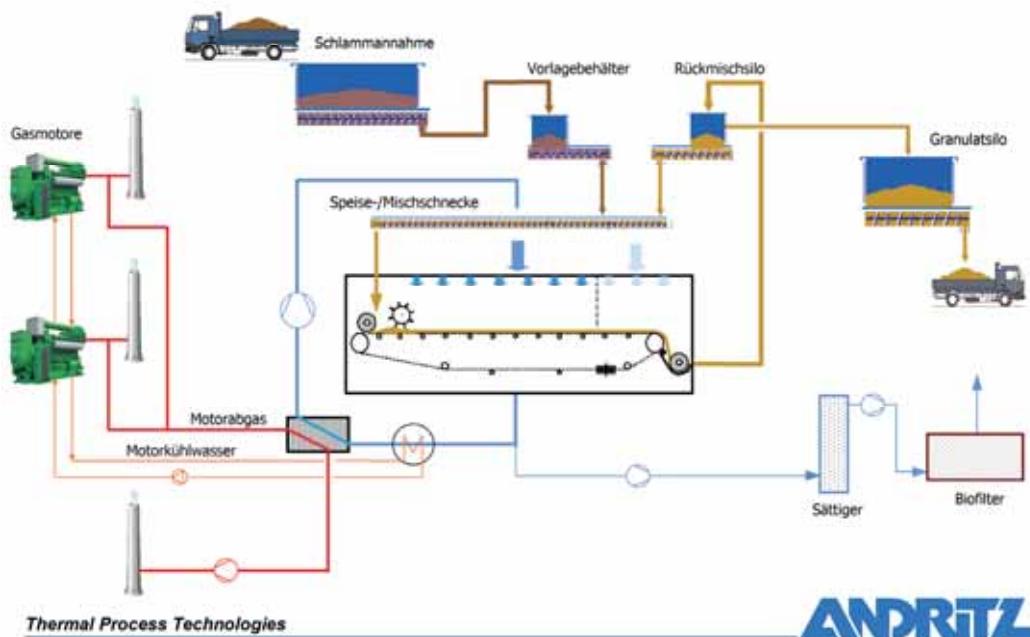


Abbildung 7: Verfahrensschema der Bandrocknungsanlage Frohneiten

Die dort installierte Bandrocknungsanlage hat eine Wasserverdampfungsleistung von 1,2 t/h und wird mit der Abwärme der Klärgasmotoren der benachbarten Deponie Frohneiten betrieben, die eine Trocknungswärmemenge von etwa 1 MW_{th} über Abgas/Luft und Kühlwasser/Luftwärmetauscher an die Trocknungsanlage liefern.

Damit benötigt die Trocknungsanlage eine spezifische Trocknungsenergiemenge von 800 bis 850 kWh/Mg H_2O . Der theoretische Mindestbedarf (Verdampfungswärme des Wassers) liegt bei ca. 2.500 MJ/Mg beziehungsweise 695 kWh/Mg. Der Bandrockner liegt bezogen auf den spezifischen Wärmebedarf im unteren Bereich der verfügbaren Trocknungstechnologien, deren spezifischer Wärmebedarf im Bereich von 800 kWh/Mg bis 1.150 kWh/Mg liegt (IKrW 2005).



Abbildung 8 zeigt die Absaugung der Abgase der Klärgasmotoren und die Zuführung zum Abgas-Luft-Wärmetauscher des Trockners.

Auf Abbildung 9 ist ein Teil des Bandrockners und der Luftführung zu sehen:



Abbildung 9: Bandrockner Frohnleiten mit Luftzuführung und Umluftgebläse

Die Zuluft zum Bandrockner, die in der Anlagenhalle angesaugt wird, wird mit der Abwärme auf 110°C aufgeheizt und tritt dann in den Trockner ein.

Ein Großteil der Luftmenge, die den Trockner passiert, wird wieder rezirkuliert (ca. 90 %). Die Trocknerluftmenge beträgt ca. 24.000 m³/h bis 28.000 m³/h. Am Trockneraustritt ist die Luft auf ca. 40°C abgekühlt und hat dabei eine relative Feuchte von 30 %.

Die aus dem Umluftsystem ausgeschleuste Abluft wird über einen Nasswäscher geführt und dabei auf 30°C bis 35°C abgekühlt.

Der Nasswäscher wird mit etwa 1 m³/h Brunnenwasser (ca. 8°C) angespeist. Dort fällt dann eine Kondensatmenge von etwa 2 m³/h an, die in der benachbarten mechanisch-biologischen Aufbereitungsanlage zur Befeuchtung verwendet wird.

Die letzte Reinigungsstufe der Abluft ist ein Biofilter mit 500 m³ bis 600 m³ Inhalt. Das bei der Nasswäsche und Abkühlung der Abluft nach dem Trockner anfallende Kondensat (ca. 2 m³/h) wird in der benachbarten MBA Frohnleiten zur Befeuchtung eingesetzt.

Bei durchgehendem Betrieb und einer maximalen jährlichen Betriebszeit von 300 Tagen kann damit eine Feuchtschlammmenge (25 % TS) von 13.000 Tonnen jährlich getrocknet werden.

Die Anlage in Frohnleiten trocknet den in der Kläranlage mechanisch vorentwässerten Schlamm von einem Wassergehalt bei Anlieferung von ca. 75 % auf einen Wassergehalt nach der Trocknung von minimal 5 % (dieser Wert wird von der Anlage geregelt).

Der Feuchtschlamm wird am Gelände angeliefert und in einem Aufgabebunker mit einem Fassungsvermögen von 55 m³ zwischengelagert, der auf dem folgenden Bild zu sehen ist.



Abbildung 10: Aufgabebunker der Trocknungsanlage Frohnleiten

Mittels Austragsschnecken und Fördersystemen wird der Schlamm in einen Vorlagebehälter gefördert und von dort auf das Trocknungsband aufgetragen. Einen Blick in den Trocknungstunnel bietet die folgende Abbildung.



Abbildung 11: Trocknungstunnel des Bandrockners Frohnleiten

Das Endprodukt der Trocknung ist bezüglich des Heizwerts mit Braunkohle zu vergleichen. Wie die folgende Abbildung zeigt, ist das Trocknungsgut ein grobkörniges Schüttmaterial, das einfach handhabbar ist.



Abbildung 12: Endprodukt der Klärschlamm-trocknung

Derzeit wird das Trocknungsgut der Anlage Frohnleiten in dafür geeigneten Verbrennungsanlagen als Zusatz zum Brennstoff eingesetzt. Auch die Beimischung zu ungetrocknetem Klärschlamm, der nicht autotherm verbrannt werden könnte, wurde bereits durchgeführt.

Rechtlicher Rahmen der weiteren Verwertung des getrockneten Klärschlammes

Da der eingesetzte Stoff unter den Abfallbegriff des AWG 2002 fällt, ist für die thermische Verwertung des Endprodukts in Anlagen, die nicht der Abfallverbrennungsverordnung unterliegen, nachzuweisen, dass das Endprodukt seine Abfalleigenschaft verloren hat.

Der Verwaltungsgerichtshof hat dazu in seinem Erkenntnis GZ.: 2001/07/0043 vom 25.07.2002 unter anderem Folgendes festgehalten

„§ 2 Abs. 3 AWG regelt, unter welchen Voraussetzungen eine Sache, die als Abfall einzustufen ist, diese Eigenschaft wieder verliert.

§ 2 Abs. 3 AWG führt den Begriff "Altstoff" ein. Altstoffe werden vom AWG nicht vom Abfallbegriff ausgenommen; sie werden vielmehr ausdrücklich den Abfällen zugeordnet, sind aber vom Geltungsbereich einzelner Bestimmungen des AWG ausgenommen. Sie sind dazu bestimmt, verwertet oder verwendet zu werden. Mit einer (zulässigen) Verwertung oder Verwendung endet ihre Abfalleigenschaft.

§ 2 Abs. 3 AWG spricht zweimal davon, dass eine Sache einer "Verwertung zugeführt" wird. Im ersten Halbsatz wird damit, nämlich mit der "Zuführung zu einer Verwertung" einer als Abfall geltenden Sache der Altstoffbegriff definiert, im zweiten Halbsatz wird derselbe Ausdruck verwendet, um (alternativ zum Begriff der "Verwendung") die Beendigung der Abfalleigenschaft zu markieren.

Das "Zuführen zu einer Verwertung" muss daher im ersten Halbsatz einen anderen Begriffsinhalt haben als im zweiten, da "Altstoff", zu dessen Definition das "Zuführen zu einer Verwertung" im ersten Halbsatz gebraucht wird, Abfall ist, im zweiten Halbsatz aber mit dem "Zuführen zu einer Verwertung" gerade diese Abfalleigenschaft beendet werden soll. Sinnvoll erscheint daher nur eine Auslegung dahin, dass im ersten Halbsatz des § 2 Abs. 3 AWG mit dem "Zuführen zu einer Verwertung" der Beginn eines Verwertungsprozesses (im weitesten Sinn) gemeint ist, der Altstoff entstehen lässt, während im zweiten Halbsatz derselbe Aus-

druck ein Ergebnis des Verwertungsprozesses bezeichnet (vgl. das bereits zitierte hg. Erkenntnis vom 4. Juli 2001).

Eine Verwertung im Sinne des § 2 Abs. 3 AWG liegt nicht erst dann vor, wenn der aus Abfällen hergestellte Stoff seiner endgültigen (letzten) Bestimmung zugeführt wurde, wenn also etwa der Brennstoff verheizt oder ein aus Abfällen erzeugter Dünger ausgebracht wurde; vielmehr kann eine Verwertung oder Verwendung auch bereits in der Herstellung des Produkts, das zu diesen Zwecken verwendet werden soll, liegen. Der Verwaltungsgerichtshof hat in dem bereits mehrfach zitierten Erkenntnis vom 4. Juli 2001, 99/07/0177, ausgesprochen, dass auch Zwischenprodukte als die Abfalleigenschaft beendende Ergebnisse des Verwertungsprozesses in Betracht kommen.

[...]

Es gibt Indizien, die für oder gegen das Vorliegen von Abfall sprechen, wobei aber die Abfalleigenschaft anhand sämtlicher Umstände zu prüfen ist und das Vorliegen eines einzelnen Indizes zu einer Entscheidung noch nicht reicht. Entscheidendes Kriterium ist die Zielsetzung der Richtlinie, wobei darauf zu achten ist, dass ihre Wirksamkeit nicht beeinträchtigt wird.

[...]

Abgesehen davon, dass der dem letztzitierten Fall zu Grunde liegende Sachverhalt einen Vergleich mit dem hier vorliegenden nicht zulässt, weil es sich dort um Produktionsrückstände aus der Gesteinsgewinnung (Bruchgestein) handelt, vermeidet der Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaft auch dort eine Aussage darüber, dass das Vorliegen bestimmter Umstände zwingend auch zum Vorliegen von Abfall führen müsste.

Im Einzelfall müsste also nachgewiesen werden, dass das Endprodukt tatsächlich verwertet wird (d.h. dass durch die Verwertung ein Primärrohstoff ersetzt oder ein verkaufsfähiges Produkt erzeugt wird) und dass kein öffentliches Interesse an der weiteren Behandlung des Endprodukts als Abfall besteht.

Forschung & Entwicklung

Die Technologie zur Klärschlamm-trocknung mit Abwärme ist mittlerweile kommerziell verfügbar, aber die breite Anwendung ist derzeit noch nicht gegeben. Aus diesem Grund ist nicht mit einem zusätzlichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand zu rechnen.

Modellierung

Die Verdampfung des Wassers im Klärschlamm resultiert in einer Erhöhung des Heizwerts entsprechend der verringerten Verdampfungswärme.

Bei 1,2 t/h Wasserverdampfungsleistung ergibt sich ein Heizwert erhöhender Effekt des Klärschlammes von ca. 0,8 MW.

Derzeit ist nicht absehbar, ob das Endprodukt als verkaufsfähiges Produkt eingestuft werden kann, vor allem deshalb, weil die Qualität des Endprodukts im Wesentlichen von der Zusammensetzung und den Inhaltsstoffen des entwässerten Klärschlammes abhängig ist, der von Kläranlage zu Kläranlage je Einleitercharakteristik variiert.

In Bezug auf die Modellierung im Mittelwert-Varianz-Portfolio wurden folgende Modellparameter eingesetzt:

Tabelle 13: Modellparameter der Klärschlamm-trocknung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	7.200	UEG
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	0,80	Eigene Berechnung
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	0	N/A
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	0	N/A
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	3.100.000	UEG
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	15,00 %	Annahme
TC Primärouput	η	–	0,80	UEG
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Massenreduktion durch trocknung in t/h)	α	(t/h)/MW	1,50	Eigene Berechnungen
Emissionsfaktor THG	c_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,00	Abwärmebeheizt
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	12	Abwärmebeheizt
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	80	Entsorgungskosten für Klärschlamm
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Hohe Unsicherheiten bezüglich der Höhe der F&E-Kosten
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,02	N/A
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,10	Annahme unter Berücksichtigung einer Schwankungsbreite von 30 €/t
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	Beilage

4.2.3 Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)

Im Rahmen des Brainstorming-Workshops wurden mehrere Technologien beziehungsweise Überbegriffe für Technologien erwähnt, die zu CCS gehören.

Die Abscheidung von Kohlendioxid aus dem Energieumwandlungsprozess fossiler Brennstoffe und die anschließende Endlagerung von Kohlenstoff in einer Form, die es unmöglich machen soll, dass er wieder in die Atmosphäre entweicht, ist ein Forschungsgebiet, das vor allem von den Vereinigten Staaten in Folge ihrer Nicht-Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verfolgt wird.

Es wird vor allem damit argumentiert, dass Sicherungsstrategien gegen die Auswirkungen des Klimawandels im Bereich des Energiesektors dessen Systemträchtigkeit aufgrund der langen Lebensdauer der betroffenen Infrastruktur in Betracht ziehen müssen.

Selbst wenn kurz- und mittelfristig Technologien zur vollständigen nachhaltigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung stehen *würden*, wäre ein signifikanter Anstieg der Kohlendioxidkonzentration in der Atmosphäre die Folge (Riahi et al., 2004).

Ziel ist es, Verfahren zur primären (d.h. aus dem Brennstoff) und sekundären (d.h. aus dem Reaktionsprodukt) Abtrennung von Kohlenstoff und Kohlendioxid zu entwickeln und die abgetrennten Stoffe in der Folge einer Endlagerung (im Zeithorizont ähnlich der Endlagerung von radioaktiven Abfällen) zuzuführen.

Der Gesamtprozess besteht aus den drei Teilschritten Abscheidung, Transport und Endlagerung.

CO₂-Abscheidung (CO₂-freies Kraftwerk)

Die Abscheidung von Kohlenstoff in Form von CO₂ erfolgt am besten bei großen stationären Quellen wie Kraftwerken oder Industrieanlagen, wo das Gas im Verarbeitungsprozess abgeschieden wird (UK POST, 2005).

A) Nachrüstung bestehender Kraftwerke

Es wird derzeit eine ganze Reihe von Abscheidungstechnologien entwickelt. Die am weitesten entwickelte wird in der Öl- und Gasindustrie seit fast einem Jahrhundert zur Abscheidung von CO₂ verwendet und wurde bereits bei einigen kleinen Kraftwerken zur Produktion von CO₂ zur Gewinnung von unkonventionellen Ölreserven (Enhanced Oil Recovery, EOR) oder für industrielle Zwecke eingesetzt. Konventionelle Anlagen dieses Typs nutzen Monoethanolamin (MEA) zur Abscheidung.

Diese Technologie könnte zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke oder bei Neuanlagen eingesetzt werden und stellt eine klassische end-of-pipe-Lösung dar.

Mitsubishi Heavy Industries (MHI) und Kansai Electric Power Co.(KEPCO) haben diese Amin-Gasreinigungsanlage mit einem neuen Absorbent („KS-1“) weiterentwickelt. Der neue Prozess ist auch für Rauchgase mit niedrigen CO₂-Gehalten und mit Verunreinigungen wie SO_x und NO_x geeignet.

MHI und KEPCO haben bereits eine kommerzielle Absorptionsanlage in Malaysia errichtet und in Betrieb genommen. Diese hat eine Abscheideleistung von 210 tCO₂ pro Tag und entfernt das CO₂ aus dem Abgas einer Ammoniakanlage. Das abgeschiedene CO₂ wird in der Folge als Kohlenstoffquelle zur Steigerung der Kohlensäurediamidproduktion (Harnstoff, H₂N–CO–NH₂) benutzt.

Der Prozess ist in Summe endotherm und verbraucht etwa 780 kcal/tCO₂ (=0.907 kWh/tCO₂) zum Austreiben des Kohlendioxids und etwa 0.35 kg Absorbent pro Tonne CO₂.

KEPCO und MHI haben zwei Pilotanlagen, die für Forschungszwecke verwendet werden. Eine der Anlagen wird für die Forschung an der CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen von Kohlefeuerungen

verwendet. Das Ziel ist die Entwicklung von Anlagen mit einer Abscheidkapazität von bis zu 6.000 tCO₂ pro Tag.

Dies entspricht beim Brennstoff Kohle einer kontinuierlichen Feuerungsleistung von etwa 600–650 MW. Das Abgas von Gaskraftwerken mit einer Brennstoffwärmeleistung von etwa 1.250 MW könnte damit ebenfalls von CO₂ gereinigt werden.

Da die Technologie im kleinen Maßstab bereits umgesetzt wurde, werden als F&E-Kosten dieser Technologie im Rahmen dieser Studie die Errichtungskosten einer Demonstrationsanlage nach einer GuD-KWK (350 MWel) angesetzt. Aufgrund der beschränkten österreichischen Kapazität zur Einpressung von CO₂ in ausgebeutete Öl- und Gasfelder (ca. 90 Mio. tCO₂ bzw. 2 Mio. tCO₂ pro Jahr) wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass die Anlage maximal zweimal in Österreich errichtet werden kann.

B) Erzeugung eines kohlenstofffreien Brennstoffs aus fossilen Brennstoffen (pre-combustion separation technologies)

Die Abscheidung von Kohlenstoff aus dem Brennstoff vor der Verbrennung basiert auf lange bekannten Technologien, die derzeit zur Produktion von Wasserstoff, Ammoniak und Synthesegas eingesetzt werden. Dabei werden im Wesentlichen zwei Prozessschritte durchgeführt:

1. Reformierung/Umwandlung eines fossilen Brennstoffs in Synthesegas (das hauptsächlich Wasserstoff, CO und CO₂ enthält)
2. Trennung von CO₂ und Wasserstoff, um ein wasserstoffreiches Gasgemisch zu erzeugen.

Die Reformierung von fossilen Brennstoffen zur Synthesegaserzeugung geht auf frühere Jahrhunderte zurück, als feste fossile Brennstoffe die Hauptenergiequellen waren. Bereits 1792 erzeugte der Ingenieur William Murdoch ein Synthesegas zur Beleuchtung seines Hauses. Später bezeichnete man das Synthesegas als „Stadtgas“.

Dampfreformierung wurde in den 1930er Jahren entwickelt und ist heute die vorherrschende Methode zur Verarbeitung von Erdgas zu Synthesegas. Mehr als 90 % der heutigen Wasserstoffproduktion (lt. IEA ca. 500 Mrd. Nm³/a) wird mittels Reformierung fossiler Brennstoffe erzeugt (Andersen, 2005). Bereits in den 1940er Jahren wurde das CO₂ aus dem Synthesegas im Rahmen der Ammoniakherstellung mittels Monoethanolabsorption abgeschieden.

Auf dieser Basis wurden in den letzten Jahren mehrere Ansätze zur Abscheidung des fossilen Kohlenstoffs des Brennstoffs in Form von CO₂ vor der Verbrennung des Synthesegases zur Energiegewinnung entwickelt. Die drei aussichtsreichsten Ansätze nach Andersen (2005) sind:

1. Wasserstoff-Membranreformierung (hydrogen membrane reforming)
2. Membran-Shift-Reaktion von Wassergas (membrane water gas shift reaction)
3. Sorptionsgestützte Shift-Reaktion von Wassergas (sorption-enhanced water gas shift reaction, SEWGS)

Die Erzeugung eines kohlenstofffreien Brennstoffs aus fossilen Brennstoffen ist deshalb interessant, weil eine ganze Reihe von fossilen Brennstoffen zum Einsatz kommen können. Des Weiteren sind die zu entwickelnden Technologien außer für die CO₂-Abscheidung auch für eine Reihe weiterer Prozesse anwendbar, wie beispielsweise für die Produktion von Methanol, Ammoniak und Wasserstoff (Andersen, 2005). Fortschritte bei dieser Technologie könnten auch eine Brückentechnologie für die großtechnische Bereitstellung von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge sein, bis Wasserstoff in ausrei-

chender Menge aus erneuerbaren Primärenergiequellen hergestellt werden kann, womit erst Mitte des 21. Jahrhunderts gerechnet wird.

C) Abscheidung als Teil der Energieumwandlung (Oxy-fuel-Prozesse)

Neben der Abscheidung von CO₂ aus dem Abgas konventioneller Kraftwerke, die den als Brennstoff genutzten Kohlenwasserstoff mit Luft verbrennen, gibt es eine Reihe von technologischen Ansätzen, wie CO₂ im Zuge der exothermen Reaktion als abgetrenntes Reaktionsprodukt anfällt.

Als Beispiel für eine integrierte Energiegewinnungs- und CO₂-Abscheidungstechnologie wird in der Folge der an der TU Graz entwickelte „Graz Cycle“ dargestellt (Sanz et al., 2005), der zur Gruppe der Oxy-fuel-Prozesse zählt, wobei in diesem Prozess sowohl H₂O als auch CO₂ rezirkuliert werden. Weitere Prozesse dieser Gruppe sind der „Water Cycle“ (Rezirkulation von H₂O) und der Matiant-Cycle (Rezirkulation von CO₂), wie von Bolland et al. (2005) beschrieben.

Das Prinzip des Graz-Cycle wurde 1985 von Prof. H. Jericha vom Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik der Technischen Universität Graz entwickelt. Es besteht im Wesentlichen aus der Kombination eines Hochtemperatur-Brayton-Kreisprozesses und eines Niedertemperatur-Rankine-Kreisprozesses. Jedes fossile Brenngas (vorzugsweise mit niedrigem Stickstoffgehalt) wird mit reinem Sauerstoff verbrannt, um nur CO₂ und H₂O als Verbrennungsprodukte zu erhalten. Die Kreisprozessmedien CO₂ und H₂O erlauben eine einfache CO₂-Separierung durch Kondensation. Weiters erlaubt die Sauerstoffverbrennung den Betrieb von Kreisprozessen mit einer höheren Effizienz als die heute kommerziell üblichen Kreisprozesse mit Luftverbrennung, was den zusätzlichen Aufwand für die Sauerstoffproduktion größtenteils kompensiert.

Die folgende Abbildung zeigt das Verfahrensschema des Graz-Cycle (Sanz et al., 2005)

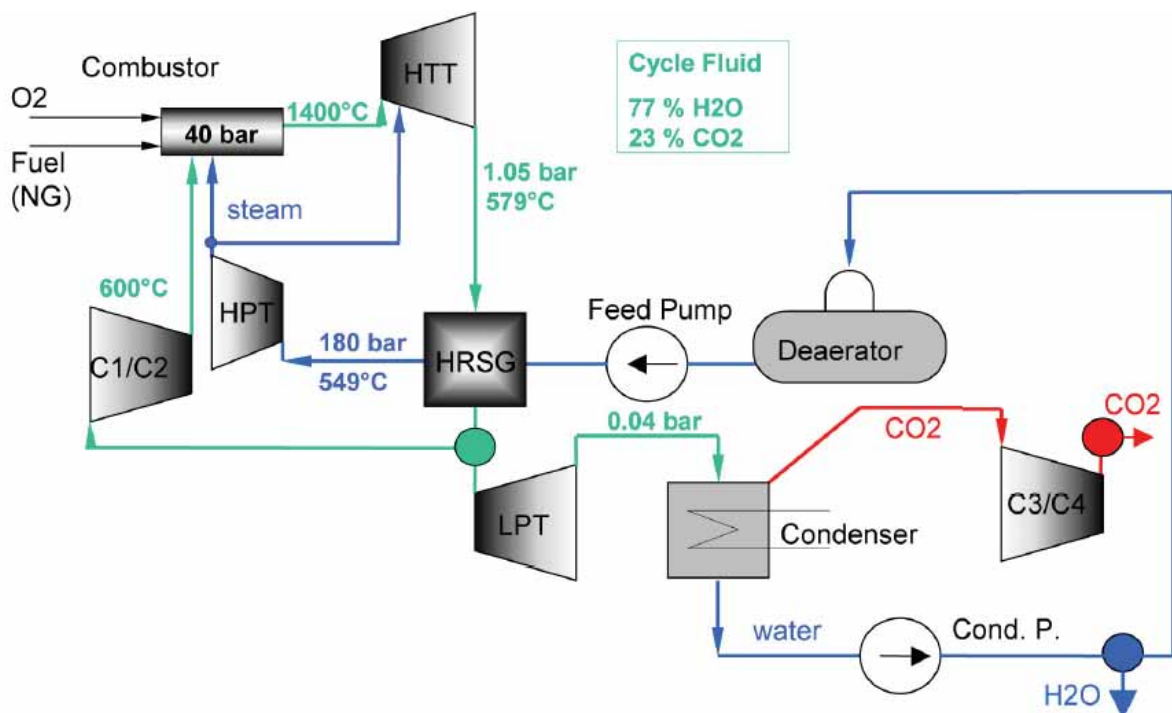


Abbildung 13: Verfahrensschema des Graz-Cycle (Sanz et al., 2005)

Legende:

- ASU Luftzerlegungsanlage (Air Separation Unit)
- HTT Hochtemperaturturbine (High Temperature Turbine)

HPT	Hochdruckturbine (High Pressure Turbine)
LPT	Niederdruckturbine (Low Pressure Turbine)
HRSRG	Abhitze-Dampferzeuger (Heat Recovery Steam Generator)
C1, C2, C3, C4	Kompressoren 1–4

In Abbildung 13 ist das Prinzip eines Kraftwerks zur Stromproduktion dargestellt. Wenn Wärme ausgekoppelt werden soll, dann kann beispielsweise im Bypass zur Niederdruckturbine und dem Vakuumkondensator ein Heizkondensator eines Fernwärmenetzes geschaltet werden.

Bei reiner Verstromung hat die Anlage (inklusive Energieaufwand für die Luftzerlegungsanlage) einen Verstromungsgrad im Nennpunkt von etwa 52 % bis 53 %. Wird Wärme ausgekoppelt, so fällt der Verstromungsgrad auf ca. 45 %, der Gesamtnutzungsgrad steigt aber auf etwa 84–85 %⁵.

Das Herzstück des Prozesses ist die Hochtemperaturturbine, von der es bis heute noch keine Versuchsanlage gibt. Derzeit wird vom US Department of Energy für einen ähnlichen Kreisprozess, der auch eine Hochtemperaturturbine für eine Brennkammer mit Sauerstoffbetrieb benötigt, ein Partner aus der Gasturbinenindustrie gesucht, der an der Entwicklung teilnimmt und die Hälfte der geschätzten 200 Mio. USD Entwicklungskosten übernimmt⁵. Aufgrund der beschränkten österreichischen Kapazität zur Einpressung von CO₂ in ausgebeutete Öl- und Gasfelder (ca. 90 Mio. tCO₂ bzw. 2 Mio. tCO₂ pro Jahr) wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass die Anlage maximal zweimal in Österreich errichtet werden kann.

Transport von CO₂

Der Transport von CO₂ in flüssiger Form wird schon jetzt im großen Umfang für die nicht-konventionelle Ölgewinnung (Enhanced Oil Recovery, EOR) eingesetzt. Dabei wird CO₂ unter hohem Druck in bereits ausgebeutete Ölfelder injiziert, um weitere Rohölmengen gewinnen zu können.

In der Literatur werden Kosten für den Transport und die Einbringung in ausgebeutete Ölfelder in der Größenordnung von 1–3 USD/tCO₂/100 km genannt (Riahi et al., 2004).

Im Rahmen dieser Studie wird in Anlehnung an andere Arbeiten (Riahi et al., 2004; Riahi et al., 2004b) mit einem durchschnittlichen Transportweg für CO₂ von 250 km gerechnet.

Zum Transport in Pipelines muss das CO₂ zur Verflüssigung von Atmosphärendruck auf einen Druck von etwa 100 bar gebracht werden. Dafür ist ein Energieaufwand von etwa 92.5 kWh_{el}/tCO₂ erforderlich (VGB, 2002). Dieser Strombedarf ist vom Wirkungsgrad des Kraftwerks in Abzug zu bringen.

Endlagerung

Als Endlagerstätten werden derzeit untersucht:

- Chemische Endlagerung des Kohlendioxids in Form von Karbonaten: Bereits im Zuge der Genese der so genannten 2. Atmosphäre in der Erdgeschichte wurden die damals entstandenen großen Mengen an Kohlendioxid in riesigen Karbonatsedimentschichten am Boden der Ozeane eingespeichert. Dieser Zustand ist thermodynamisch sehr stabil. Die künstliche Bildung von Mineralkarbonaten kostet nach groben Schätzungen in der Literatur je nach Verfahren und Rahmenbedingungen zwischen 20 EUR/t CO₂ und 70 EUR/t CO₂ (Huijgen & Comans, 2003).
- Marine Endlagerung: die Einpressung von Kohlendioxid in tiefe Meeresschichten, von wo aus das flüssige CO₂ auf den Meeresboden absinken würde. Die Ozeane sind schon derzeit die

⁵ Persönliche Auskunft von Prof. Dr. Wolfgang Sanz, Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik, TU Graz

größte Senke für Kohlendioxid. Dies aber vor allem deshalb, weil der gestiegene Partialdruck des Kohlendioxids in der Atmosphäre für eine erhöhte Löslichkeit des Oberflächenwassers für CO_2 sorgt, das mit Hilfe des im Meerwasser enthaltenen CO_3^{2-} zu HCO_3^- reagiert. Die vermehrte Umwandlung führt aber zu einer Verminderung der Verfügbarkeit von CO_3^{2-} und damit zu einer Verminderung der Fähigkeit der Ozeane zur Aufnahme von CO_2 . (IPCC, 2001). Derzeit nehmen die Meere auf diese Weise jährlich etwa 90 Gt Kohlenstoff auf, emittieren aber gleichzeitig auch 88 Gt Kohlenstoff.

- Geologische Endlagerung: Hier kann man zwischen der kurzfristig vorhandenen Möglichkeit zur Einpressung von molekularem CO_2 in ausgebeutete Öl- und Gasfelder und der langfristigen Perspektive der Endlagerung in tiefen salzhaltigen Aquiferen unterscheiden. In der Literatur werden Kosten für die Einbringung in ausgebeutete Ölfelder in der Größenordnung von 1 bis 3 USD/t CO_2 genannt (Riahi et al., 2004). Diese Angaben sind aber von vielen Unsicherheiten abhängig wie beispielsweise den geologischen Charakteristiken der Lagerstätte und den Injektionsraten.

Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass folgende Speicherkapazitäten weltweit vorhanden sind:

Tabelle 14: Geschätzte weltweite Speicherkapazität für Kohlenstoff (IEA 2001)

Speichertyp	Weltweite Speicherkapazität (GtC)
Ausgebeutete Öl- und Gasfelder	250
Tiefe salzhaltige Aquifere	110–2700 (große Unsicherheiten hinsichtlich des Potenzials)
Erschöpfte Kohleminen	> 4
Weltmeere	> 1400

Innerhalb der EU war und ist *Carbon Capture and Storage* (CCS) umstritten, weil

1. die Umweltauswirkungen dieser Änderung des Metabolismus der Anthroposphäre auf die Biosphäre für einige der vorgeschlagenen Endlagerstätten (v.a. für die Einspeicherung in die Tiefsee) nicht abschätzbar sind,
2. die Dauerhaftigkeit der Endlagerung für die Einspeicherung in geologische Formationen langfristig fraglich ist und
3. es derzeit noch keine entwickelten Methoden und Konzepte für die mineralische Speicherung in Form von Karbonaten gibt.

Mineralische Karbonatisierung

Wie Zevenhofen & Kavalauskaitė (2003) gezeigt haben, ist die Einbindung von CO_2 in MgO-hältige Mineralien unter Bildung von MgCO_3 eine exotherme Reaktion, die sogar zur Produktion von Dampf mit 300–350°C genutzt werden kann. Insgesamt werden ca. 1,4 kJ/kg eingebundenes CO_2 freigesetzt. Damit ist aber auch das Reaktionsprodukt wesentlich stabiler als die Ausgangsprodukte und stellt eine sichere Endlagerstätte für CO_2 dar.

Bereits im Jahr 1996 wurde vom Institut für Abfallwirtschaft der Universität für Bodenkultur im Auftrag der Fernwärme Wien GmbH, der Firma Austrian Energy & Environment sowie der Magistratsabteilungen 22 und 48 der Stadt Wien eine Untersuchung durchgeführt, welche das Emissionsverhalten von MVA-Schlacke nach künstlicher Alterung zum Thema hatte.

Dabei war es das Ziel, die natürliche Alterung der Schlacke aus den Müllverbrennungsanlagen künstlich zu beschleunigen.

Neben Hydratation, mikrobieller und anorganischer Oxidation sowie Verwitterungs- und Kristallisationsprozessen tritt auch Karbonatisierung der Schlacke als Alterungserscheinung auf. Dadurch ändert sich das Emissionsverhalten der Schlacke und wird in der Regel günstiger, weil die entstehenden Verbindungen stabiler werden.

Die künstliche Alterung im Labor erfolgte durch

- den Eintrag von Feuchtigkeit und Kohlendioxid zur Beschleunigung von Hydratation und Karbonatisierung
- den Eintrag von Feuchtigkeit und Sauerstoff zur Steigerung der anorganischen und mikrobiellen Oxidation der Schlackeninhaltsstoffe und
- durch Temperaturerhöhung im anaeroben Milieu zur Beschleunigung von Verwitterung und Kristallneubildung.

Die Idee der Karbonatisierung von MVA-Schlacke besteht darin, die Bettasche und die Filterasche mit den Rauchgasen der Müllverbrennungsanlage in Kontakt zu bringen, und neben der Abbindung und mineralischen Endlagerung von CO₂ aus den Rauchgasen auch eine Stabilisierung des Emissionsverhaltens der Schlacken im Deponiekörper zu erreichen.

Die Studie kam zu dem Schluss, dass die Umfällung von gelösten Hydroxiden zu Karbonaten sehr rasch erfolgt und eine Verringerung der Schwermetallmobilität zur Folge hat. Die Umwandlung von Karbonaten zu Bikarbonaten verläuft wesentlich langsamer und sollte aufgrund der gleichzeitigen Verschiebung der Pufferkapazität in den sauren Bereich nicht künstlich forciert werden.

Über die Menge an CO₂, die durch die Karbonatisierung von MVA-Flug- und Bettasche gebunden werden kann, existieren in der Literatur stark abweichende Angaben.

Van Gerven et. al (2005) kommen bei ihrer Untersuchung zum Schluss, dass nur 0,4 % des Kohlendioxids, das von einer MVA emittiert wird, in der Bettasche durch Karbonatisierung wieder eingebunden werden kann. Das korrespondiert mit einer anderen Untersuchung von Steketee (1998), der eine Einbindungsrate von maximal 1 % in der Bettasche einer niederländischen MVA festgestellt hat.

Bertos et al. (2004) kommen dagegen zum Schluss, dass die Flug- und Bettasche von Hausmüllverbrennungsanlagen ein großes Potenzial für die Endlagerung von CO₂ haben, ohne allerdings Schätzungen für die Einbindungsrate anzugeben.

Ecke (2001) berechnet eine Einbindungsrate von 45 kg CO₂/t Flugasche. Bei einer Anfallrate von 5 % Flugasche bezogen auf verbrannten Müll, der einen fossilen Kohlenstoffanteil von ca. 13 % aufweist, könnten insgesamt nur ca. 0,5 % des fossilen CO₂ in der Flugasche gebunden werden.

Die Karbonatisierung von MVA-Aschen zur CO₂-Endlagerung scheint also nicht sehr große Potenziale zu besitzen. Das genaue Potenzial müsste aber im Einzelfall überprüft werden, weil die Qualität der Aschen stark von den Einsatzmaterialien und der Prozessführung abhängig ist.

Andere Stoffe haben aber ein weit höheres Potenzial, CO₂ mineralisch einzubinden.

So liegt das theoretische Potenzial von Stahlschlacke zur Einbindung von CO₂ bei etwa 0,25 t CO₂/t Schlacke (Huijgen et al., 2004). Bereits in Laborversuchen konnte dieses Potenzial bei technisch relativ leicht herstellbaren Zuständen (200°C, 10 bar CO₂-Druck, 15 Minuten Reaktionszeit) zu 70 % ausgenutzt werden.

Eine weitere Option ist die Verwendung von kalzium- und/oder magnesiumhaltigen Mineralien, die extra für diesen Zweck gewonnen werden.

So stellt beispielsweise in Finnland die mineralische Karbonatisierung eine interessante Option dar, wie Kohlmann et al., 2002, ausführen. Die weltweit vorhandenen großen Reserven an Magnesiumsilikaten wie Serpentin ($\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$) und Olivin ($\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_4$) könnten für die Endlagerung von CO_2 aus der Verbrennung zur Energiegewinnung unter Bildung von sehr stabilen Karbonaten verwendet werden.

Die Einbindungsraten dieser Mineralien für CO_2 sind etwa doppelt so hoch wie das theoretische Potenzial der Einbindung in Stahlschlacke. So sind nur 2 kg Serpentin notwendig, um 1 kg CO_2 einzubinden (Kohlmann et al., 2002). Der Einbindungsfaktor beträgt also 0,5 t CO_2 /t Serpentin, was doppelt so hoch ist wie das theoretische Potenzial der oben genannten Stahlschlacke.

Aus Sicht der Umweltverträglichkeit stellt sich die Frage, wie diese Mineralien gewonnen und transportiert werden und ob es sich bei den Endprodukten der Karbonatisierung weiterhin um verwendbare Rohstoffe handelt oder um Abfälle, die wieder in eine Deponie eingebaut werden müssen.

Hier wurde vom finnischen Umweltministerium festgestellt, dass das unter normalen Umweltbedingungen stabile Endprodukt MgCO_3 (Magnesit) kein gefährlicher Abfall ist und entweder als normaler Abfall oder als Rohstoff verwendet werden kann. Weltweit existieren bereits jetzt natürliche Vorkommen an MgCO_3 in der Größenordnung von 8,6 Gt, die keine Gefahr für die Umwelt darstellen (Kohlmann et al., 2002).

Magnesit in Reinform wird derzeit bereits industriell verwendet, und zwar als Füllmaterial in Farben, Kunststoffen, der Papierherstellung, in Ziegeleien, der Düngemittelherstellung, für Keramiken und als flammhemmender Bestandteil. Weiters wird es als Ausgangsmaterial für die Herstellung von Magnesiumlegierungen verwendet.

Im Einzelfall ist es aber notwendig, die Potenziale und Umweltauswirkungen zu untersuchen, da aufgrund der ausgelösten Massenströme der anthropologische Metabolismus der Region, in der große Mengen CO_2 auf diese Weise endgelagert werden, maßgeblich verändert wird.

Dies betrifft insbesondere das Transportproblem, weil die Energieproduktion und die Lagerstätten für die in Frage kommenden Mineralien eventuell weit voneinander entfernt sein können und der Transport des Einbindemittels selbst dann aufgrund des notwendigen Energiebedarfs CO_2 emittiert.

Aufgrund der unterschiedlichen Möglichkeiten, das Endprodukt der Einbindung zu verwerten oder der eventuellen Notwendigkeit, es zu deponieren, sowie den Unsicherheiten bezüglich der Transportwege ist es aus heutiger Sicht nicht möglich, für Österreich Kosten für diesen Entsorgungsweg anzugeben.

Hier sind weitere geologische, umwelttechnische und energiewirtschaftliche Untersuchungen notwendig, wobei im ersten Schritt die geologischen Lagerstätten, die für die österreichischen Kraftwerksstandorte in Frage kommen würden, abzuklären sind.

Modellierung des CO_2 -freien Kraftwerks

Folgende Parameter wurden zur Modellierung eines CO_2 -freien Heizkraftwerks nach dem Oxy-fuel-Prinzip (Graz Cycle mit anschließender Verflüssigung, Transport in einer Pipeline und Einpressung in ein Ölfeld im Rahmen von EOR) in dieser Studie verwendet.

Tabelle 15: Modellparameter der Graz-Cycle KWK für Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MWth	300,00	TU Graz, Prof. Sanz
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MWth	600	Basierend auf einer CO ₂ -Speicherkapazität von 2 Mio. t CO ₂ /a
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	200.000.000	TU Graz, Prof. Sanz
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	70.000.000	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	846.000	Sanz et al., 2005
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	7,57 %	Sanz et al., 2005
TC Primärouput	η	–	0,39	TU Graz, Prof. Sanz
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Massenreduktion durch Trocknung in t/h)	α	(t/h)/MW	1,12	TU Graz, Prof. Sanz
Emissionsfaktor THG	C_{input}	tCO ₂ /MWh	0,00	CO ₂ wird endgelagert
Startpreis des Inputs	$p_{input,0}$	EUR/MWh	19	Erdgas + var. O&M Kosten + CO ₂ Transport + CO ₂ Endlagerung
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	40	Annahme Einspeisetarif Strom
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Hohe Unsicherheiten bezüglich der Höhe der F&E Kosten
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{input, Output_sekundär}$	–	0,52	Beilage

Folgende Parameter wurden zur Modellierung eines CO₂-freien GuD-Heizkraftwerks mit Abscheidung nach der Verbrennung (Mitsubishi/Kansai Adsorbent (KS1), Abscheidung mit anschließender Verflüssigung, Transport in einer Pipeline und Einpressung in ein Ölfeld im Rahmen von EOR) in dieser Studie verwendet:

Tabelle 16: Modellparameter der GuD-KWK mit anschließender CO₂-Abscheidung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP _{Anlage}	MWth	376,34	Grønvold (2005)
Technisches Potenzial	KAP _{Potential, AT}	MWth	750	Basierend auf einer CO ₂ -Speicherkapazität von 2 Mio t CO ₂ /a
Entwicklungskosten gesamt	FE _{gesamt}	EUR	116.000.000	Errichtung einer Anlage für 350 MW _{el} GuD-KWK
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE _{Anlage}	EUR	40.745.520	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	914.375	Grønvold (2005)
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	6,90 %	Grønvold (2005)
TC Primärouput	η	–	0,45	IER (2002)
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Massenreduktion durch Trocknung in t/h)	α	(t/h)/MW	0,93	IER (2002)
Emissionsfaktor THG	C _{Input}	tCO ₂ /MWh	0,03	CO ₂ wird zu 85 % abgeschieden und endgelagert
Startpreis des Inputs	p _{Input,0}	EUR/MWh	19	Erdgas + CO ₂ -Transport + CO ₂ -Endlagerung
Startpreis der Zertifikate	p _{Zertifikate,0}	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	p _{Output,sekundär,0}	EUR/MWh	40	Annahme Einspeisetarif Strom
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ _{FE} /FE	–	0,5	Hohe Unsicherheiten bezüglich der Höhe der F&E Kosten
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ _i /i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ _{Input} /p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	σ _{Zertifikate} /p	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	σ _{Output_sekundär} /p	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	ρ _{Input, Output_sekundär}	–	0,52	Beilage

4.2.4 Zwischenspeicherung von Energie im Tagesverlauf

Der energiewirtschaftliche Effekt von Speichieranlagen liegt darin, dass die Energieerzeugung und der Energieverbrauch bis zu einem gewissen Maß (das durch die Speichergröße festgelegt ist) entkoppelt und die Erzeugungsanlagen mit einem Betriebsprofil betrieben werden können, das eine höhere Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen ermöglicht.

Im Falle des Betriebs von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Fernwärmesystemen besteht darüber hinaus die Möglichkeit, die Speicherung auf der Wärmeerzeugungsseite durchzuführen, um positive Effekte bei der Auslastung zu Spitzenbedarfszeiten auf der Stromseite ausnützen zu können.

Aufgrund der Liberalisierung des Strommarkts und der daraus folgenden Entwicklung von Strombörsen und Spotmärkten für Strom lässt sich der Wertunterschied zwischen Spitzenstrom und Baseload-Stromproduktion nicht nur kostenseitig berechnen, sondern auch als Marktpreis beobachten.

In der folgenden Abbildung ist der Verlauf der Strompreise am Spotmarkt der Strombörse EXAA dargestellt (Baseload 0–24 h, Peak Load 8–20 h):

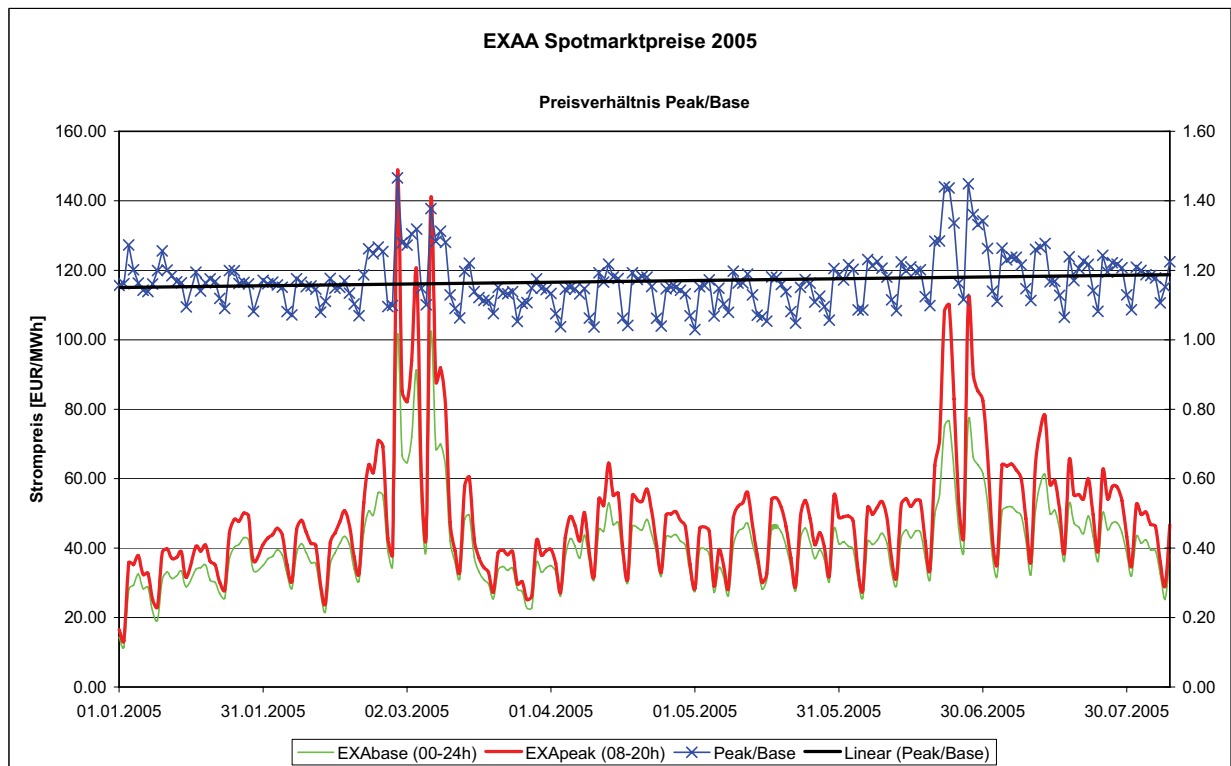


Abbildung 14: EXAA Spotmarktpreise 2005

Durch die Zwischenspeicherung von Wärme in Speichieranlagen können folgende Effekte erzielt werden:

1. Spitzenlasten können aus dem Speicher gedeckt werden, was Ersparnisse bei der Installation von Spitzenkesselanlagen bringt.
2. Anstatt Erdgas oder Heizöl für die Produktion von Spitzenlast im Fernwärmenetz lediglich in Kesselanlagen zu verbrennen, kann die Wärme wesentlich effizienter in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage erzeugt werden.
3. Die Betriebszeiten und Betriebspunkte der KWK-Anlagen können im Sinne einer besseren Wirtschaftlichkeit optimiert werden. In der Übergangszeit kann Spitzenwärmeleistung aus

Heißwasserkesselanlagen durch Wärmespeicher substituiert werden, im Sommer können die Produktionszeiten der KWK in die Zeit des Spitzenbedarfs auf der Stromseite verlegt werden und damit im Durchschnitt ein höherer Strompreis erzielt werden.

Die Auswertung der Daten des Strommarktes zeigt auch, dass bei steigendem Preisniveau der relative Unterschied zwischen Baseload (0–24 h) und Peak Load (8–20 h) ebenfalls ansteigt.

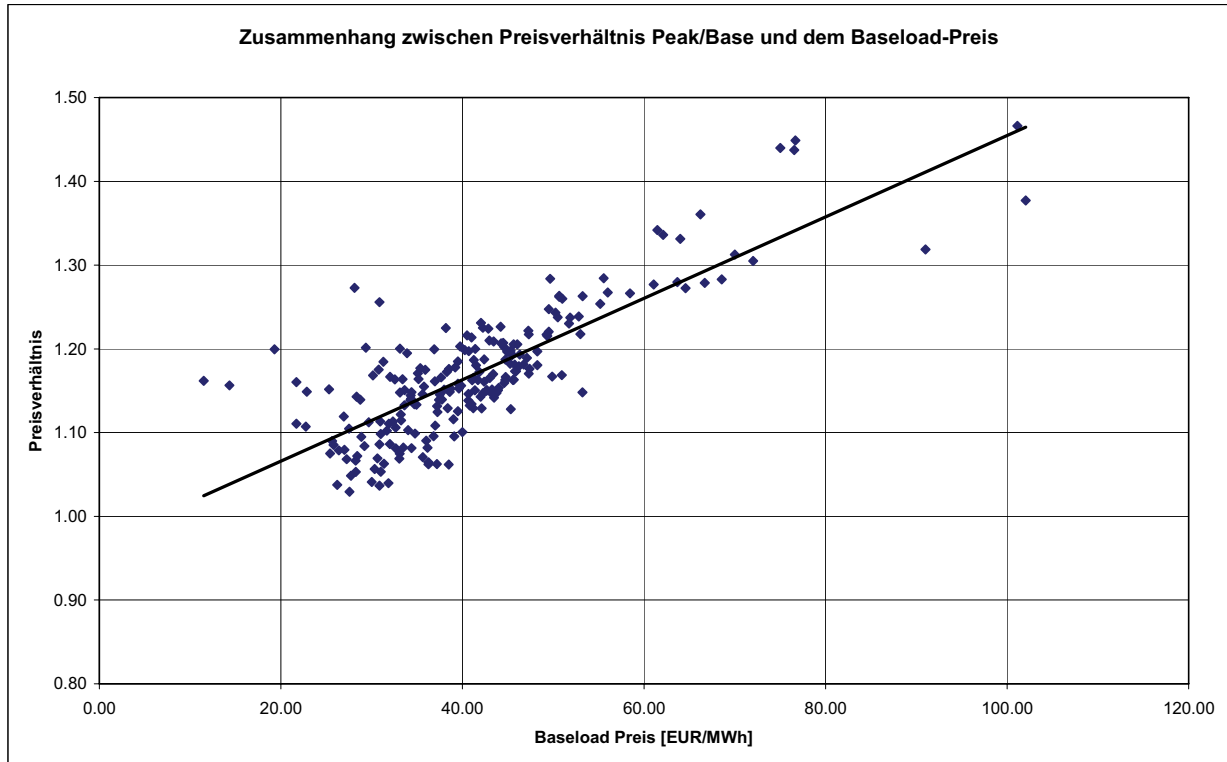


Abbildung 15: Strompreisrelation Peakload/Baseload in Abhängigkeit vom Preisniveau

Natürlich kann und wird auch der Wärmehalt des Fernwärmenetzes als Speicher benutzt werden. Dieses Speichervolumen ist aber durch die Netzgröße beschränkt und kann nicht beliebig geladen und entladen werden.

In Österreich wurde im Heizkraftwerk Linz-Mitte der Linz AG im Zuge der Errichtung einer Erdgas-GuD-Kraft-Wärme-Kopplung eine Speicheranlage errichtet, die mit einem Speichervolumen von 34.500 m³ zu den weltweit fünf größten Speicheranlagen dieser Art zählt. Dieser drucklose Warmwasserbehälter vermeidet den Betrieb von Fernwärme-Spitzenkesseln, spart Brennstoff und optimiert den Kraftwerkseinsatz. In Zeiten, in denen wenig Wärme gebraucht wird, füllt er sich mit heißem Fernwärme-Wasser. Bei Bedarfsspitzen wird das heiße Wasser wieder entnommen. Seine Speichertemperatur beträgt zwischen 55° und maximal 97°C⁶.

Da diese Speichertechnologie einen drucklosen Speicher nutzt, ist sie nicht uneingeschränkt auf andere Netze übertragbar, in denen im Winter teilweise wesentlich höhere Vor- und Rücklauftemperaturen erreicht werden.

Da es sich um ein Konzept handelt, das in Österreich in dieser Form bereits umgesetzt wurde, sind keine zusätzlichen Aufwendungen für Forschung und Entwicklung zu erwarten.

⁶ http://www.linzag.at/navigation/section.id.740,nodeid.740,_country.strom,_language.de.html

Für die Modellierung einer Erdgas-GuD-KWK mit Warmwasserspeicher wurden folgende Modellparameter verwendet (siehe nächste Seite):

Erdgas-GuD-KWK 100 MW_{el}/85 MW_{th} + Speicher (entsprechend 60 MW_{th} Leistung über etwa 1 Tag)

Tabelle 17: Modellparameter für eine Erdgas GuD-KWK mit Speicher für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	IER 2002
Ausnutzungsdauer	b	h	5.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP _{Anlage}	MW _{th}	85,00	Linz AG 2005
Technisches Potenzial	KAP _{Potential, AT}	MW _{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE _{gesamt}	EUR	0	Stand der Technik
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE _{Anlage}	EUR	0	Stand der Technik
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	964.706	Linz AG 2005
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	7,00 %	Linz AG 2005
TC Primärouput	η	–	0,45	Schätzung des Jahresnutzungsgrades
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,93	Auf Basis der Schätzung des Jahresnutzungsgrades
Emissionsfaktor THG	c _{Input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	p _{Input,0}	EUR/MWh	16	Mischpreis aus Leistungspreis + Arbeitspreis entspr. Auslastung
Startpreis der Zertifikate	p _{Zertifikate,0}	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	p _{Output,sekundär,0}	EUR/MWh	45,264	Annahme für den Strom-Einspeisetarif
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ _{FE} / FE	–	0,5	N/A
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ _i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ _{Input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	σ _{Zertifikate} / p	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	σ _{Output_sekundär} / p	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	ρ _{Input, Output_sekundär}	–	0,52	Beilage

Um den Unterschied einer GuD-Anlage mit Heißwasserspeicher zur Alternative der zusätzlichen Errichtung einer Spitzenlast-Warmwasserkesselanlage im Mittelwert-Varianz-Portfolio darstellen zu können, wurden beide Alternativen in die Modellierung aufgenommen.

Die folgenden Tabellen stellen die Parameter der Modellierung einer Erdgas-GuD-KWK, eines Heißwasserkessels und der gemeinsamen Anlage aus KWK und Heißwasserkessel dar, die wärmeseitig dieselbe Nachfrage decken wie die Anlage mit Wärmespeicher (siehe nächste Seite):

Erdgas-GuD-KWK 100 MW_{el}/85 MW_{th}

Tabelle 18: Modellparameter für eine Erdgas GuD-KWK für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	IER 2002
Ausnutzungsdauer	b	h	4.060	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP _{Anlage}	MW _{th}	85,00	IER 2002
Technisches Potenzial	KAP _{Potential, AT}	MW _{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE _{gesamt}	EUR	0	Stand der Technik
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE _{Anlage}	EUR	0	Stand der Technik
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	641.700	IER 2002
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	7,00 %	IER 2002
TC Primärouput	η	–	0,45	IER 2002
Outputverhältnis sekundär/-primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,93	IER 2002
Emissionsfaktor THG	C _{Input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	p _{Input,0}	EUR/MWh	17	Mischpreis aus Leistungspreis + Arbeitspreis entspr. Auslastung
Startpreis der Zertifikate	p _{Zertifikate,0}	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	p _{Output,sekundär,0}	EUR/MWh	40	Annahme für den Strom-Einspeisetarif
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ _{FE} /FE	–	0,5	N/A
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ _i /i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ _{Input} /p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	σ _{Zertifikate} /p	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	σ _{Output_sekundär} /p	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	ρ _{Input, Output_sekundär}	–	0,52	Beilage

Heißwasserkessel 60 MW_{th}:

 Tabelle 19: Modellparameter für Heißwasserkessel 60 MW_{th} für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	1.332	Berechnung entsprechend Vergleich mit Speichertechnologie
Kapazität der Einzelanlage	KAP _{Anlage}	MW _{th}	60,00	Gem. Alternative
Technisches Potenzial	KAP _{Potential, AT}	MW _{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE _{gesamt}	EUR	0	Stand der Technik
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE _{Anlage}	EUR	0	Stand der Technik
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	120.000	WIFO/KWI, 2005
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	2,00 %	ÖNORM M 7140, Beiblatt 5
TC Primärouput	η	–	0,90	Annahme
Outputverhältnis sekundär/-primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	c _{Input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	p _{Input,0}	EUR/MWh	22	Mischpreis aus Leistungspreis + Arbeitspreis entspr. Auslastung
Startpreis der Zertifikate	p _{Zertifikate,0}	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	p _{Output,sekundär,0}	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ _{FE} / FE	–	0,5	N/A
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ _i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ _{Input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	σ _{Zertifikate} / p	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	σ _{Output_sekundär} / p	–	0,00	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	ρ _{Input, Output_sekundär}	–	0	Beilage

Erdgas-GuD-KWK 100 MW_{el}/85 MW_{th} + 60 MW_{th} Heißwasserkessel

Tabelle 20: Modellparameter für GuD-KWK + Heißwasserkessel für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	IER 2002
Ausnutzungsdauer	b	h	2.931	Wärmeseitige Auslastung der aus KWK u. HWK bestehenden Anlage
Kapazität der Einzelanlage	KAP _{Anlage}	MW _{th}	145,00	KWK + HWK
Technisches Potenzial	KAP _{Potential, AT}	MW _{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE _{gesamt}	EUR	0	Stand der Technik
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE _{Anlage}	EUR	0	Stand der Technik
Spezifische Investition	i	EUR/MW _{th}	425.824	KWK + HWK
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	6,42 %	KWK + HWK
TC Primärouput	η	–	0,50	KWK + HWK
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,76	KWK + HWK
Emissionsfaktor THG	C _{Input}	tCO ₂ /MWh	0,20	Annahme (Erdgas)
Startpreis des Inputs	p _{Input,0}	EUR/MWh	18	Mischpreis aus Leistungspreis + Arbeitspreis entspr. Auslastung
Startpreis der Zertifikate	p _{Zertifikate,0}	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	p _{Output,sekundär,0}	EUR/MWh	40	Annahme für den Strom-Einspeisetarif
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ _{FE} / FE	–	0,5	N/A
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ _i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ _{Input} / p	–	0,21	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	σ _{Zertifikate} / p	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	σ _{Output_sekundär} / p	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	ρ _{Input, Output_sekundär}	–	0,52	Beilage

4.2.5 Flüssiger Bio-Treibstoff durch Pyrolyse von Stroh

Rund die Hälfte der in Österreich anfallenden Strohmenge stammt aus Niederösterreich (56 % im Jahr 1998) und liegt bei rund 1,2 Millionen Tonnen pro Jahr, wobei die größten Mengen in Mistelbach, Gänserndorf und Hollabrunn anfallen. Der Hauptanteil entfällt auf Stroh aus dem Weizen- und Gerste-anbau.

Bei einem unteren Heizwert von etwa 16 MJ/kg (14 % Wassergehalt) entspricht diese Menge einem Primärenergieaufkommen von rund 5.300 GWh.

Dieses Potenzial ist jedoch nicht zur Gänze nutzbar. Stroh wird zur Verbesserung der Bodeneigen-schaften wieder eingeackert (wo dies möglich ist) oder als Einstreu für die Viehhaltung in die westlichen Bundesländer verbracht. Einer Schätzung des verfügbaren Strohpotenzials für die energetische Verwertung in einem Umkreis von 50 km um Wien zufolge sind etwa 70 % des dort anfallenden Gesamt-aufkommens (knapp 750.000 t/a) auf dem Markt verfügbar.

Aufgrund des hohen Aschegehalts, der korrosiven Brennstoffbestandteile und der üblicherweise niedri-gen Ascheerweichungstemperaturen ist Stroh ein schwieriger Brennstoff und kann im Allgemeinen nur in eigens dafür ausgelegten Verbrennungsanlagen oder nur in geringen Mengen als Beigabe zu ande-ren Brennstoffen verbrannt werden.

Einen neuen Weg der Verwertung stellt die Pyrolyse von fester Biomasse dar, die als Endprodukt ein flüssiges Pyrolyseöl, verkokte Biomasse und eventuell auch Brenngase ergibt.

Das Interesse an Pyrolyse hat zwei Gründe (Lauer, 2001):

- Die Umsetzung der festen Biomasse in Energie erfolgt in 2 getrennten Schritten, nämlich der Erzeugung des flüssigen Brennstoffs (z.B. in zentralen Anlagen) und der Nutzung in kleinen dezentralen Kessel- und KWK-Anlagen. Die Unabhängigkeit der Erzeugung und Nutzung er-laubt die Wahl von jeweils ökonomisch optimalen Anlagengrößen für jeden Umwandlungs-schritt.
- Pyrolyseöl kann als flüssiger Brennstoff ähnlich verwendet werden wie Heizöl (Transport, Lage-rung, Dosierung, Verbrennungstechnik). Es kann damit auch dort eingesetzt werden, wo die Infrastruktur und der Platz für die Lagerung und die Manipulation des Festbrennstoffes nicht vorhanden ist. Das ist insbesondere für den Einsatz von Biomassebrennstoffen im städtischen Raum von Bedeutung, weil die Flächen für die Lagerung geschütteter fester Biomasse dort üb-licherweise nicht vorhanden oder zu teuer sind.

Für die Pyrolyse gibt es sowohl langsame (Slow Pyrolysis) als auch schnelle Prozesse (Flash Pyroly-sis). Die langsamen Verfahren werden seit Jahrhunderten zur Produktion von Holzkohle, Holzessig, Holzteer und Terpentin eingesetzt.

Die Flash-Pyrolyse wurde erst in den letzten 10 Jahren zur Erhöhung der Ausbeute an flüssigen Be-standteilen entwickelt. Dieses Verfahren ermöglicht heute die thermochemische Umwandlung der Biomasse zu etwa 80 % in Pyrolyseöl. Mit der Flash Pyrolyse beträgt die energetische Ausbeute des Prozesses ohne Einbeziehung der anfallenden Holzkohle zwischen 70 % und 80 % (Energieinhalt Pyrolyseöl zu Energieinhalt Holzeinsatz). Mit den bisher üblichen Verfahren lag die Ausbeute besten-falls bei 45 %.

Für die Flash-Pyrolyse wurden mehrere Verfahren entwickelt. Die bedeutendsten sind (Lauer, 2001):

- Wirbelschichtreaktoren
- Rotating Cone Verfahren
- Vakuum-Pyrolyse-Verfahren

Das dabei entstehende Pyrolyseöl hat folgende Eigenschaften (Lauer, 2001):

- Chemische Zusammensetzung (ohne Wasser): 56,4 % Kohlenstoff, 6,2 % Wasserstoff, 37,3 % Sauerstoff, <0,1 % Asche, >0,1 % Stickstoff
- Der Wassergehalt liegt zwischen 15 % und 30 %
- Pyrolyseöl ist mit Wasser bis zu einem Gehalt von 30 % bis 45 % mischbar. Mit anderen Kohlenwasserstoffen (Diesel, Heizöl, Hexan etc.) ist eine Mischbarkeit nicht gegeben. Die Mischbarkeit mit Pflanzenölen oder Methylestern ist begrenzt.
- Dichte: 1,2 kg/l bis 1.3 kg/l
- Unterer Heizwert: 12 MJ/kg (w=10 %) bis 19 MJ/kg(w=35 %). Im Mittel kann mit 17 MJ/kg gerechnet werden. Das entspricht einem volumetrischen Energieinhalt von ca. 21 MJ/l (Heizöl schwer: 37 MJ/l; geschüttetes Hackgut: 2–2,5 MJ/l)
- Anwendungstechnischer Vergleich mit fossilen Heizölen: vergleichbar mit Heizöl mittel bis Heizöl schwer, für ein Anwendungsspektrum wie Heizöl leicht oder Heizöl extraleicht ist ein an die Pyrolyse anschließendes Upgrading notwendig, das sich aber noch im Forschungsstadium befindet. Am ehesten ist die Anwendbarkeit in größeren Ölkesseln oder umgebauten, langsam laufenden Dieselmotoren („Schiffsdiesel“) gegeben.

Als Einsatzstoffe für die Pyrolyse wurden Holz, Stroh, Olivenkerne, Bagasse und ähnliches bereits untersucht (Lauer, 2001).

Derzeit kommerziell verfügbare Energieumwandlungsanlagen sind nicht unmittelbar für den Einsatz mit Pyrolyseöl geeignet, sondern müssen mit geringem bis großem Aufwand adaptiert werden, wobei nach Literaturangaben die Verwendung in großen Ölkesselanlagen noch die derzeit am einfachsten zu realisierende Variante darstellt.

Anfragen an Hersteller von langsam laufenden Dieselmotoranlagen im Rahmen dieses Projekts haben ergeben, dass das Pyrolyseöl aufgrund seiner Zusammensetzung und zu erwartenden Korrosionsproblemen entweder als „nicht geeignet“ für die derzeit gebauten Motoren eingestuft wird (MAN B&W) oder der Dauerbetrieb von Motoren aufgrund der großen Schwankungsbreite des Öls von Charge zu Charge derzeit noch nicht absehbar ist (ORMROD Diesels). Dieses qualitative Manko des Treibstoffes kann lt. Expertenmeinung innerhalb der nächsten 5 Jahre durch Forschungsanstrengungen behoben werden¹¹.

Forschung & Entwicklung

Für die Forschung auf dem Gebiet der Pyrolyse wurde das „Biomass Pyrolysis Network – PyNe“ im Rahmen des IEA Forschungsschwerpunkts „Bioenergy“ eingerichtet. Der IEA Task 34 wird von Prof. Tony Bridgwater, Aston University, geleitet und von der Europäischen Kommission, DG TREN, kofinanziert. Auf österreichischer Seite ist Joanneum Research (M. Lauer) an dem Netzwerk beteiligt.

Für Pyrolyse-BHKWs wird als Forschungsprojekt die Errichtung einer Forschungs- und Demonstrationsanlage mit einer Leistung von etwa 0,5 MW_{el} angenommen, die über einen Zeitraum von 5 Jahren von zwei Forschungsmitarbeitern betreut wird und die vornehmlich für die Komponentenentwicklung zur Sicherstellung und Demonstration ausreichend langer Standzeiten dienen soll. Die Kosten dafür werden mit 1,5 Mio. EUR abgeschätzt (Anlage: 1 Mio. EUR inklusive Verbrauchsmaterial + 10 Personenjahre à 50.000 EUR).

Für die F&E-Kosten für Kesselanlagen, die mit Pyrolyseöl betrieben werden sollen, wird als Forschungsprojekt die Umrüstung einer bestehenden 5 MW_{th} Kesselanlage auf Pyrolyseölbrenner und ein entsprechender Material- und Mitarbeiteraufwand von ca. 0,75–1 Mio. EUR angesetzt (Materialkosten ca. 500.000 EUR (davon 150.000 EUR Brennerumrüstung) + 5 bis 10 Personenjahre à 50.000 EUR).

Zur Berechnung der installierbaren Kapazität wird für beide Technologien die in NÖ jährlich anfallende Strohmenge (d.s. etwas mehr als 50 % der in Österreich vorhandenen Strohmenge) von 1,2 Mio. Tonnen und ein Umwandlungsgrad in Pyrolyseöl von 80 % angenommen.

Modellierung

Unter der Annahme, dass die technischen Probleme lösbar sind (entweder durch Adaptierung der Motoren oder durch ein geeignetes Upgrading des Pyrolyseöls), wird die Verwertung von Pyrolyseöl im Mittelwert-Varianz-Portfolio mit folgenden Modellparametern berücksichtigt:

Heißwasserkessel mit Pyrolyseölbrenner:

Tabelle 21: Modellparameter für Heißwasserkessel mit Pyrolyseöl für Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	ÖN M 7140 Blatt 5
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	60,00	Annahme
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	672	Aus dem Strohpotenzial für NÖ berechnet, 80 % Umwandlung bei der Pyrolyse
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	1.000.000	Annahme
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	62.500	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	150.000	Annahme
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	2,00 %	ÖN M 7140 Blatt 5
TC Primärouput	η	–	0,90	Annahme
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	KWK + HWK
Emissionsfaktor THG	c_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,00	Biomassebrennstoff
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	31	Bridgewater et al., 2003
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,21	Analog zu Berger et al. 2003 (Input ist eine Alternative zu Öl oder Gas)
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	Beilage

Dieselmotor-Blockheizkraftwerk mit Pyrolyseölbetrieb und Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz

Tabelle 22: Modellparameter für IC-KWK mit Pyrolyseöl für Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	25	Annahme für langsam laufende Dieselmotoren
Ausnutzungsdauer	b	h	7.500	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	10,00	Annahme
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	204	Basierend auf verfügbarem Stroh in NÖ
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	1.500.000	Annahme (1 Mio. EUR für Versuchsanlage + 5 Personennjahre für Forschungstätigkeit)
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	51.496	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	801.830	850 EUR/ MW_{el}
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	5,61 %	O&M Kosten voll variabel als Zuschlag zu den Brennstoffkosten berücksichtigt
TC Primäroutput	η	–	0,51	UK DTI, 2000
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,66	UK DTI, 2000
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,00	Biomassebrennstoff
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	31	Bridgewater et al., 2003 + var. O&M Kosten von 6 EUR/ $MW_{h_{el}}$
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundäroutputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	40	Annahme für den Einspeisetarif Strom
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,21	Analog zu Berger et al. 2003 (Input ist eine Alternative zu Öl oder Gas)
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundäroutputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,20	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundäroutputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0,52	Beilage

Dieselmotor-Blockheizkraftwerk mit Pyrolyseölbetrieb und Ökostromförderung gem. BGBl. II Nr. 508/2002

Tabelle 23: Modellparameter für IC-KWK mit Pyrolyseöl und Ökostromförderung für Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	13	Förderzeitraum gem. BGBl. II Nr. 508/2002
Ausnutzungsdauer	b	h	7.500	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	10,00	Annahme
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	204	Basierend auf verfügbarem Stroh in NÖ
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	1.500.000	Annahme (1 Mio. EUR für Versuchsanlage + 5 Personenjahre für Forschungstätigkeit)
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	51.496	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	801.830	850 EUR/ MW_{el}
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	5,61 %	O&M Kosten voll variabel als Zuschlag zu den Brennstoffkosten berücksichtigt
TC Primärouput	η	–	0,51	UK DTI, 2000
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,66	UK DTI, 2000
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ / MWh	0,00	Biomassebrennstoff
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/ MWh	31	Bridgewater et al., 2003 + var. O&M Kosten von 6 EUR/ MWh_{el}
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/ MWh	87	Einspeisetarif Strom aus flüssiger Biomasse gem. BGBl. II Nr. 508/2002 und Inflationsabschlag
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,21	Analog zu Berger et al. 2003 (Input ist eine Alternative zu Öl oder Gas)
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	Berger et al. 2003 für Stromlieferungen
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0,52	Beilage

4.2.6 Verwendung von Rohrreibungsminderern

Rohrreibungsminderer sind im Wesentlichen Tenside, die auch im Haushalt, in der Landwirtschaft und in der Industrie eingesetzt werden. Die für Fernwärmesysteme verwendeten speziellen Tenside werden dem Wasser zugesetzt und bilden kettenförmige Moleküle, wenn sie in Wasser gelöst werden. Diese Bildung erfolgt spontan, was bedeutet, dass ihr ein thermodynamisches Gleichgewicht zugrunde liegt.

Aufgrund der Ausrichtung der Molekülketten in Strömungsrichtung werden Strömungsturbulenzen vermindert und die Strömung „laminarisiert“ (Hammer, 1999).

Im folgenden Bild ist das Funktionsprinzip von Rohrreibungsminderern (*Drag Reducing Additives, DRA*) dargestellt:

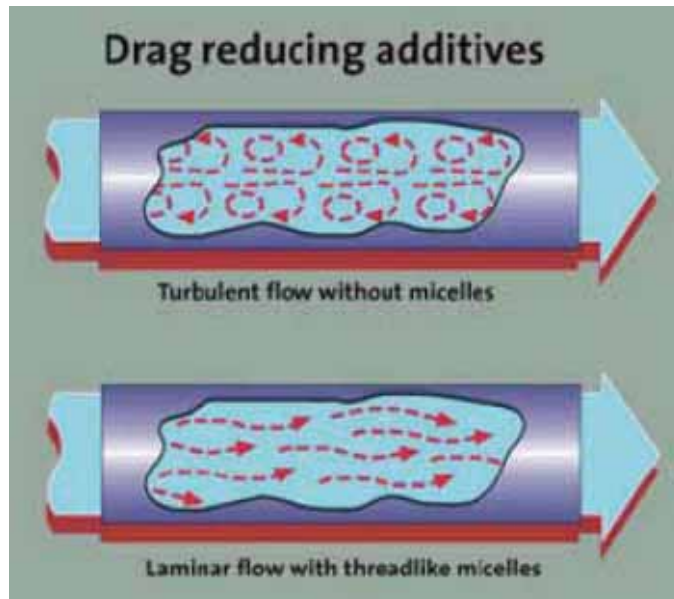


Abbildung 16: Funktionsprinzip von Rohrreibungsminderern (Quelle: Hammer, 1999)

Ein weiterer Effekt der Laminarisierung ist, dass in der laminarisierten Strömung aufgrund der geringeren Durchmischung weniger Wärme vom Kern in die Randschichten transportiert wird als bei turbulenter Strömung. Das hat auf die (unerwünschten) Wärmeverluste von Transportleitungen positive Auswirkungen, die Wärmeübertragung in Wärmetauschern wird dadurch aber behindert.

Die Anwendung von Rohrreibungsminderern ist deshalb interessant, wenn sie in langen, geraden Hauptleitungen (DN200 bis DN1000) von Fernwärmesystemen eingesetzt werden können, die vom übrigen Netz isoliert sind und die eine hohe Auslastung aufweisen.

Das Problem, das sich in Fernwärmesystemen durch den Einsatz von Rohrreibungsminderern ergibt, ist die Verringerung der Wärmetauscherkapazität bestehender Anlagen durch die Verringerung des Wärmetransports im Fluid, speziell bei Rohrbündelwärmetauschern.

Die Verwendung von Rohrreibungsminderern in Fernwärmesystemen begann in den frühen 1980er Jahren in Deutschland. Im Jahr 1988 wurden erstmals Versuche in Dänemark unternommen, denen eine Reihe von Demonstrations- und Entwicklungsprojekten folgte.

Schon nach den ersten Versuchen in Dänemark im Jahr 1988 war erkennbar, dass der Druckverlust einer geraden Leitung um bis zu 80 % reduziert werden kann. In realen Systemen, in denen Störungen wie Wärmetauscher, Abzweigungen und Krümmer eingebaut sind, ist immer noch eine Reduktion um etwa 70 % realistisch.

In einer bereits bestehenden Versuchsanlage im dänischen Herning wurden neuartige Additive der Firma Akzo Nobel erprobt.

Während einer Versuchsreihe vom März 1998 bis Herbst 1999 wurden zwei verschiedene Additive mit den Bezeichnungen „SPE 96 300“ und „SPE 98 341“ getestet. Aufgrund von Bedenken der lokalen Umweltbehörde über die biologische Abbaufähigkeit wurde das Additiv SPE 96 300 im März 1999 aus dem System entfernt und das biologisch abbaubare Additiv SPE 98 341 eingesetzt. Für dieses Additiv wurde in der Folge bereits im Jahr 1999 die zeitlich unbeschränkte Genehmigung für den Einsatz in Fernwärmesystemen erteilt.

Das Fernwärmenetz in Herning ist geprägt durch einige Transportleitungen, die getrennte Fernwärmeinseln miteinander verbinden, wie im folgenden Bild dargestellt.

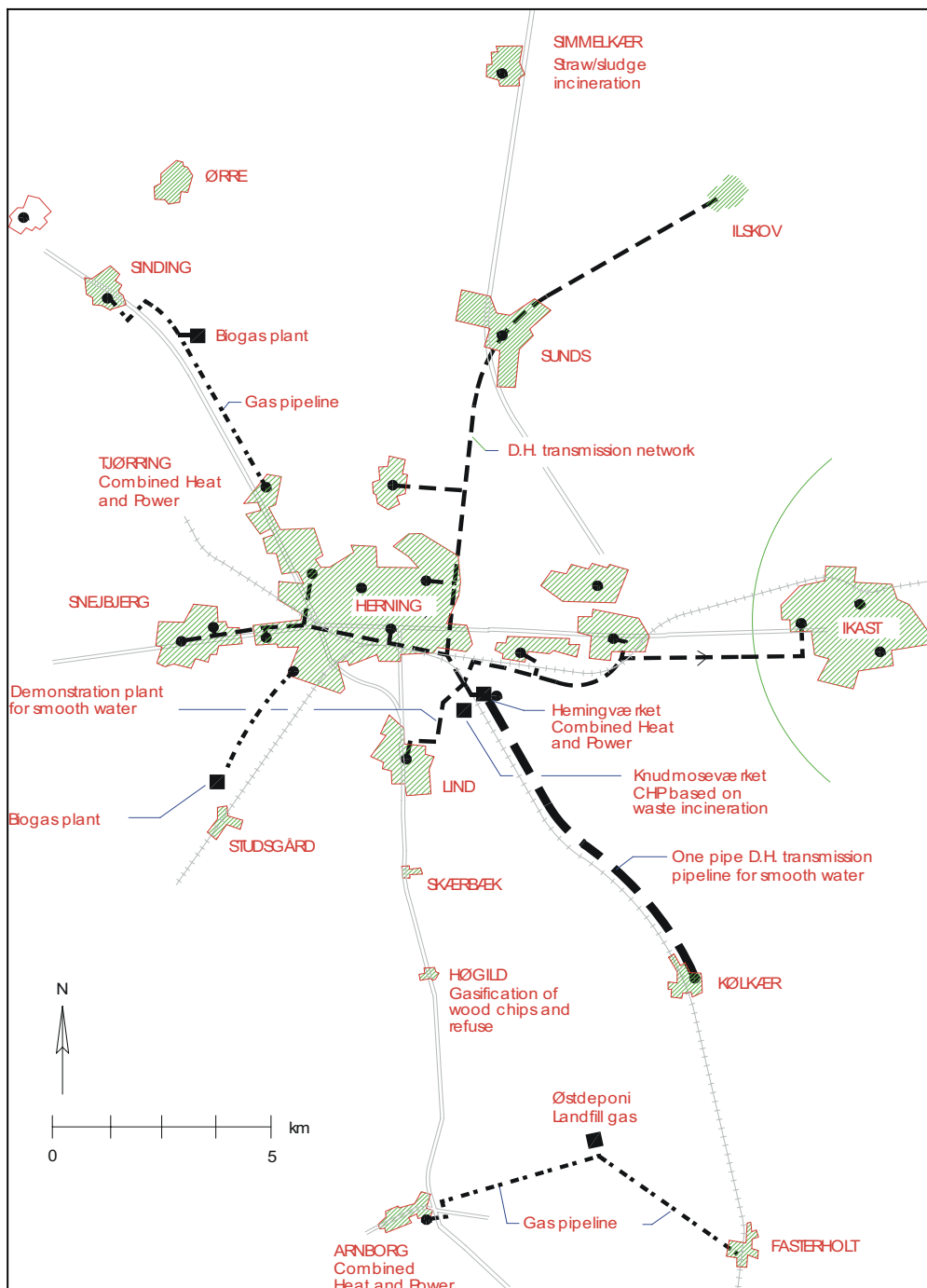


Abbildung 17: Fernwärmenetz Herning (Quelle: Akzo Nobel, 2000)

Die Versuchsanlage war Teil des Fernwärmenetzes und hatte eine Länge von 2,9 km. Im folgenden Bild ist das Hydraulikschema der Anlage inklusive Wärmetauscher, Pumpen und Messeinrichtungen dargestellt.

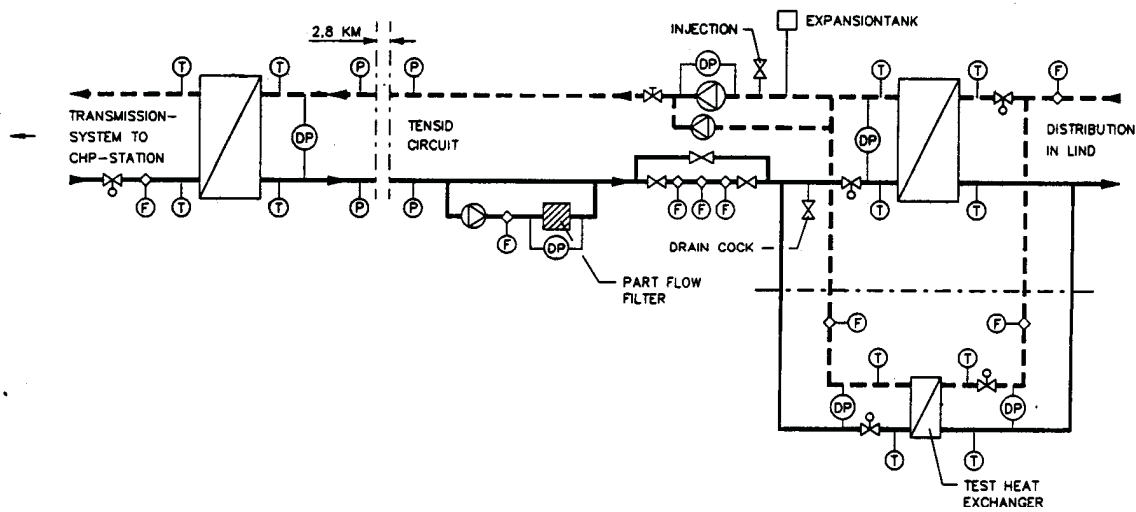


Abbildung 18: Hydraulikschema der Versuchsanlage für Rohrreibungsminderer

Die Anlage war über Wärmetauscher vom restlichen Netz getrennt. Im folgenden Bild sind die Messergebnisse des Druckverlusts in der Vorlaufleitung für unbehandeltes Fernwärmewasser und nach Zumischung des Additivs in Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit dargestellt.

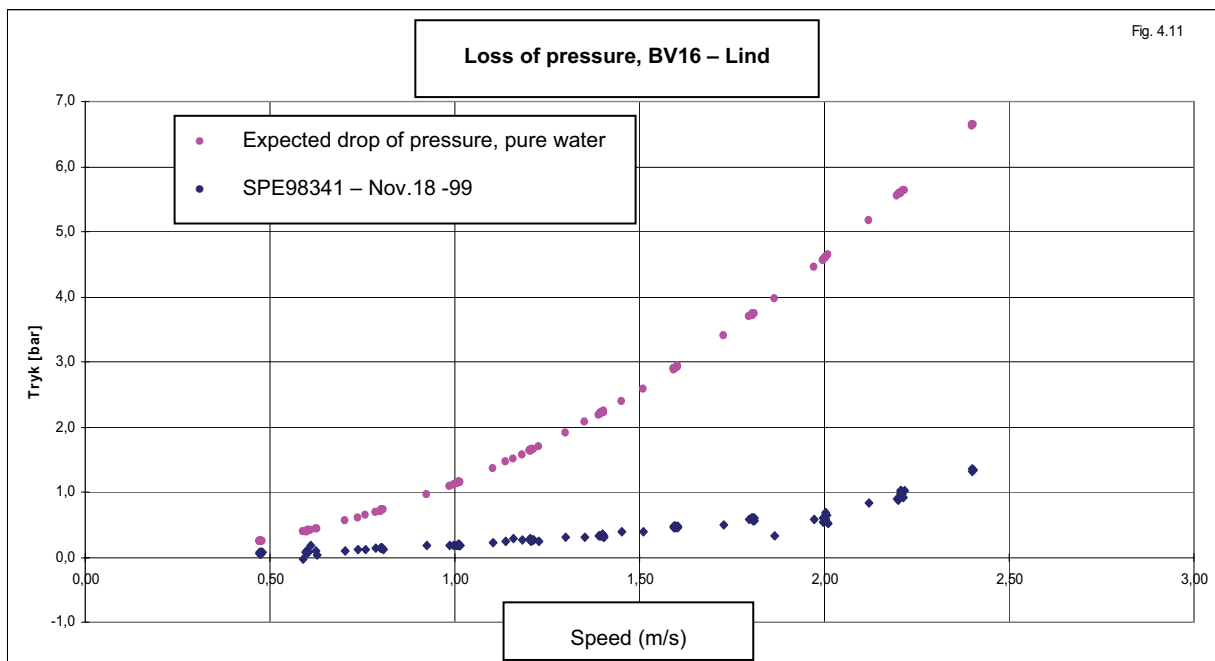


Abbildung 19: Änderung des Druckverlusts in der Vorlaufleitung (Akzo Nobel, 2000)

Der Effekt in der Rücklaufleitung ist ähnlich stark. Die dargestellten Messergebnisse wurden bei einer Konzentration des Additivs im Wasser von 552 ppm erzielt.

Durch die Beimischung des Additivs sank der Druckverlust in der Leitung bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 2 m/s um insgesamt 72 % (Akzo Nobel, 2000).

Einer Schätzung des Herstellers des Additivs zufolge lässt sich die Kapazität einer bestehenden Transportleitung durch den Einsatz des Additivs um etwa 40 % erhöhen. Diese Annahme bildete auch die Basis für die Bewertung der Technologie im Mittelwert-Varianz-Portfolio.

Der Rückgang der Wärmeübergangszahl der verwendeten Plattenwärmetauscher im Vergleich zu unbehandeltem Fernwärmewasser betrug während der Messung etwa 33 % (Akzo Nobel, 2000).

Nach Angaben des Herstellers lässt sich dieser Wert durch spezielle Maßnahmen (Anordnung der Umwälzpumpen vor den Wärmetauschern zur Verminderung des Laminierungseffekts während der Wärmeübertragung) noch reduzieren. Durch die Verwendung von Drallrohren in Rohrbündelwärmetauschern ist es nach Herstellerangaben ebenfalls möglich, die Reduktion der Wärmeübergangszahl auf etwa 20 % zu beschränken. Der Reduktion der Wärmeübergangszahl muss durch eine Erhöhung der Wärmetauscherfläche kompensiert werden.

Für die Modellierung der Technologie wurde der Fall herangezogen, dass die Kapazität einer bestehenden Übertragungsleitung (DN 250) von einer fern gelegenen Einspeiseanlage zum Netz mit einer Länge von 6,8 km um 40 % gesteigert werden muss. Anstatt eine zweite, parallele Leitung zu bauen, wird die Leitung durch einen zusätzlichen Wärmetauscher vom Netz getrennt, die Wärmetauscherleistung am Einspeisepunkt entsprechend der Reduktion der Wärmeübergangszahl von 33 % um 50 % erhöht und das Additiv eingespeist (eine Leckrate von 7 % und entsprechende Nachspeisung des Additivs wurde zusätzlich angenommen).

Forschung und Entwicklung

Die hier beschriebenen Rohrreibungsminderer werden in Anlagen zur Erdölgewinnung bereits seit längerem eingesetzt⁷. Die Anwendung in Fernwärmesystemen ist, anders als in Japan, in Europa bisher über vereinzelte Demonstrationsanwendungen nicht hinausgekommen. Der Grund dafür ist der negative Einfluss der Additive auf den Wärmeübergang, der es erforderlich macht, den mit Additiven betriebenen Leitungsabschnitt hydraulisch vom restlichen Netz zu trennen, was die Anwendung generell auf die Kapazitätssteigerung langer und teurer Leitungsabschnitte (z.B. Transportleitungen) einschränkt. Als Kosten der Forschung und Entwicklung wird deshalb die wissenschaftliche Begleitung einer ersten Anwendung in Österreich (z.B. des oben beschriebenen Projekts) im Ausmaß von 4 Personenjahren zu je 50.000 EUR angesetzt. Es wird weiters angenommen, dass ein vergleichbares Projekt in Österreich insgesamt zehnmal umgesetzt werden kann.

Damit ergeben sich folgende Parameter der Modellierung:

⁷ Persönliche Auskunft von Ingemar Unbeck, Application Development Manager, Petroleum Applications Surfactant Europe, Akzo Nobel Surface Chemistry AB

Tabelle 24: Modellparameter für Rohrreibungsminderer für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	30	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	4.000	Annahme
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	4,00	Annahme
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	40	Annahme: betrachtetes Projekt kann in Österreich 10 x wiederholt werden
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	200.000	Wissenschaftliche Begleitung eines Demonstrationsprojekts
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	14.000	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	-269.471	Entsprechend dem Projekt „Einspeisung Fa. Egger“ der Stadtwerke St. Pölten
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	0,07 %	Akzo Nobel
TC Primärouput	η	–	1,00	N/A
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	c_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,00	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	N/A
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	N/A
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,34	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0	N/A
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	Beilage

4.2.7 Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschinen

Bei der Sorptionswärmepumpe wird der mechanische Verdichter durch einen „thermischen“ Verdichter ersetzt, das heißt die Zufuhr von Exergie in Form von mechanischer Energie wird zu einem großen Teil durch die Zufuhr von Exergie als Teil von thermischer Energie ersetzt.

Thermisch angetriebene Kälteanlagen haben dort Bedeutung, wo Abwärme anfällt und Kälte als Energieträger in ausreichender Menge und mit passendem Energieniveau nachgefragt wird.

Das ist bei industriellen und abfallwirtschaftlichen Prozessen oder als Erweiterung der Kraft-Wärme-Kopplung zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung der Fall.

Bei der Adsorptionskältemaschine erfolgt die Verdampfung und Kondensation des Kältemittels an einem Feststoff, dem Sorptionsmittel (z.B. Silikagel). Da das Sorptionsmittel nicht umgepumpt werden kann, findet sowohl die Ad- bzw. die Desorption als auch die Verdampfung/Kondensation im selben Behälter statt.

Deshalb besteht sowohl der Ad-/Desorber als auch der Verdampfer/Kondensator aus einem Apparat, der zyklisch in der Funktion umgeschaltet wird. Dadurch wird einerseits ein quasi-kontinuierlicher Betrieb erreicht, oder es kann bei Bedarf auch Kältespeicherung durchgeführt werden.

Der Austausch von Kältemittel zwischen der Sorptionsmittelkammer und der Kältemittelkammer kann auch über ein absperrbares Rohr erfolgen, was die langfristige Speicherung latenter Kälte bzw. Wärme ermöglicht. Lediglich sensible Wärmen können in diesem Fall verloren gehen.

Die folgende Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen Heizwassertemperaturen und erreichbaren Kälteverhältnissen bei Produktion von Kaltwasser mit 9°C Vorlauftemperatur bei 14°C Rücklauftemperatur für Lithiumbromid/Wasser Absorptionskältemaschinen und Silicagel/Wasser Adsorptionskältemaschinen.

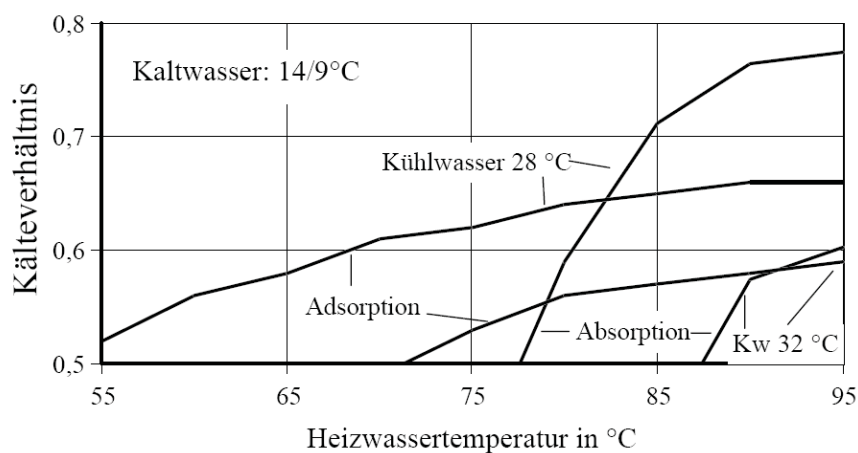


Abbildung 20: Kälteverhältnis und Heizwassertemperatur bei Ab- und Adsorptions-KM⁸

Es ist ersichtlich, dass bei höheren Heizwassertemperaturen den Absorptionskältemaschinen wegen der höheren erreichbaren Kälteverhältnisse der Vorzug zu geben ist.

Aus wirtschaftlichen Gründen steht die vorhandene Abwärme oft bei Temperaturen unter 100°C zur Verfügung, wenn der Kältebedarf steigt (also im Allgemeinen im Sommer). Dies ist beispielsweise der Fall bei Gewinnung der Antriebswärme über passive Sonnenkollektoren oder bei Antrieb mittels Fern-

⁸ Quelle: Dr.-Ing. Andreas Grassl, Institut für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung, TU Dresden

wärme, die im Sommer meist Vorlauftemperaturen bei den Abnehmeranlagen von 80°C und weniger aufweist.

Der Betrieb einer Adsorptionskälteanlage ist somit für die Sekundärnetze großer Fernwärmeanlagen oder für solare Kühlung geeignet.

Adsorptionskältemaschinen zeichnen sich im Allgemeinen durch einfache Bauweise, leichte Bedienbarkeit und hohe Zuverlässigkeit aus. Es gibt allerdings noch einige Hemmnisse, die eine weitere Verbreitung verzögern:

1. Es sind noch einige technische Probleme zu lösen, die vor allem durch die zyklische Betriebsweise hervorgerufen werden.
2. Da sie derzeit nur in Kleinserie gebaut werden, sind sie deutlich teurer als Absorptionskältemaschinen.
3. Die Maschinen sind in der Regel sehr groß, gemessen an der erreichbaren Kälteleistung.

Forschung und Entwicklung

Derzeit ist ein Forschungsprojekt zur Entwicklung einer Adsorptionskältemaschine für den Wohnungssektor in Arbeit, an dem sich auch die Fernwärme Wien GmbH beteiligt. Die Kosten für dieses Projekt wurden als F&E-Kosten dieser Technologie angesetzt. Es wird weiters angenommen, dass diese Anlage österreichweit in 1000 Einheiten gebaut werden kann.

Die technischen Zieldaten des Forschungsprojekts für diese Anlage⁹ werden als Modellparameter für die Darstellung dieser Technologie im Mittelwert-Varianz-Portfolio dargestellt. Die alternative Technologie nach dem Stand der Technik (Kompressionskälteanlagen für Haushalte) wird als Maßstab für die Investitionskosten verwendet. Es werden jene Investitionskosten für die Adsorptionskälteanlage als Zielwert verwendet, bei denen die obere Grenze des einseitigen 97,5 %-Konfidenzintervalls für beide Technologien gleich ist¹⁰.

Modellierung

Folgende Modellparameter werden für die Bewertung der Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschine im Mittelwert-Varianz-Portfolio verwendet (siehe nächste Seite):

⁹ Mündliche Auskunft Fernwärme Wien GmbH, DI Adolf Penthor

¹⁰ Vergleiche Kapitel 4.3.1

Tabelle 25: Modellparameter der Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschinen für das Mittelwert-Varianz-Portfolio xx

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	20	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	450	Annahme für Wohngebäude
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	0,01	Fernwärme Wien GmbH
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	100	Annahme: Anlage kann österreichweit in 1.000 Einheiten umgesetzt werden
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	400.000	Fernwärme Wien GmbH
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	28	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	813.353	Der zulässige Bereich wird im Rahmen der Erstellung des Portfolios ermittelt
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	2,50 %	Fernwärme Wien GmbH
TC Primärouput	η	–	1,00	Fernwärme Wien GmbH
Outputverhältnis sekundär/-primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	c_{Input}	tCO_2/MWh	0,00	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/ MWh	12	Annahme
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/ tCO_2	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/ MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,02	Annahme
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	Beilage

Modellparameter der Klein-Kompressionskältemaschine für Wohngebäude:

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	450	Annahme für Wohngebäude
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	0,01	Wie Adsorptions-KM
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	0	N/A
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	0	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	306.000	KWI Projektdatenbank
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	7,00 %	Fernwärme Wien GmbH
TC Primärouput	η	–	1,50	Fernwärme Wien GmbH
Outputverhältnis sekundär/-primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,50	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	149	Haushalts-Strompreis
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,02	Annahme
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	Beilage

Tabelle 26: Modellparameter der Klein-Kompressionskältemaschine für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

4.2.8 Fernkälte

Eine weitere Möglichkeit der Bereitstellung von Kälte über fernwärmebetriebene Systeme ist die Verwendung großer zentral errichteter Absorptionskältemaschinen und Verteilung der Wärme an nahe gelegene Gebäude mittels eines Fernkältenetzes.

Absorptionskälteanlagen zur Kälteerzeugung selbst sind Stand der Technik, der Einsatz dieser Anlagen zum wirtschaftlichen Betrieb von größeren Fernkältenetzen wurde in Österreich aber noch nicht umgesetzt.

Ein wesentlicher Vorteil der Verwendung von Fernwärme zur Raumkühlung liegt in der besseren Auslastung der ohnehin vorhandenen und in Betrieb stehenden Fernwärmenetze im Sommer, was sich in einer Erhöhung des Jahresnutzungsgrades auswirkt.

Bei der Absorptionskältemaschine wird die dem Kühlgut durch einen Kühlkreislauf entzogene Wärme unter Zufuhr von Hochtemperaturwärme an ein Umgebungsmedium (i.A. direkt oder indirekt an die Außenluft, an Brunnenwasser oder an das Erdreich) abgegeben.

Das im Verdampfer zur Kühlung des Kaltwasserkreislaufs verdampfte Kältemittel kommt in einen Absorber, in dem es von einem Lösungsmittel absorbiert wird. Die Absorption ist ein exothermer Prozess, bei der Wärme frei wird. Die Kältemittel-„reiche“ Lösung wird mit Hilfe einer Lösungsmittelpumpe auf das höhere Druckniveau (und damit auf das höhere Sattdampfdrucktemperaturniveau des Kältemittels) im Kondensator gebracht. Das Kältemittel wird zuerst im Austreiber (Desorber, Generator) in einem endothermen Prozess mittels Hochtemperaturwärme desorbiert und im anschließenden Kondensator unter Abgabe der Verdampfungswärme verflüssigt. Das Kältemittel strömt dann in der Regel über eine Drossel zurück in den Verdampfer. Zur Verbesserung der Effizienz wird Wärme aus dem Generator an die reiche Lösung übertragen. Kondensator und Desorber arbeiten also auf hohem Druckniveau, Verdampfer und Absorber auf niedrigem Druckniveau. Wärmetauscher auf gleichem Druckniveau werden oft in einem gemeinsamen Gehäuse untergebracht (Halozan, 1994).

Der Betrieb des Prozesses erfordert somit Wärmeabfuhr aus dem Absorber und dem Kondensator. Hochwertige zugeführte Energien sind die Hochtemperaturwärme für die Desorption und die Antriebsenergie der Lösungsmittelpumpe.

Die prinzipiellen Unterschiede zur Kompressionswärmepumpe sind somit:

- An Stelle des reinen Kältemittels tritt eine Stoffpaarung aus Kältemittel und Lösungsmittel
- Der Gasverdichter für Kältemittel der Kompressionswärmepumpe wird durch den Lösungsmittelkreislauf bestehend aus Absorber, Lösungsmittelpumpe, Austreiber und Drosselorgan für das Lösungsmittel ersetzt.

Die Absorptionswärmepumpe hat als Hauptkomponenten also 4 Wärmetauscher, 2 Expansionsventile und eine Lösungsmittelpumpe, die Kompressionswärmepumpe im Vergleich dazu hat 2 Wärmetauscher, ein Expansionsventil und einen Verdichter (Halozan, 1994).

Als Stoffpaar für Lösungsmittel/Kältemittel werden heute sowohl Lithiumbromid/Wasser (über 0°C, da das Kältemittel Wasser ist) als auch Wasser/Ammoniak (unter 0°C) verwendet.

Für die Anwendung als Kältemaschine für Klimaanlage ist die Verwendung der Lithiumbromid/Wasser-Maschinen ausreichend, da typische Kaltwassertemperaturen bei dieser Anwendung bei 6°C Vorlauf-temperatur und 12°C Rücklauf-temperatur liegen.

Die Hochtemperaturwärme für handelsübliche Anlagen hat ein Mindesttemperaturniveau von 80°C bis 85°C, bei Sonderanfertigungen sind noch etwas geringere Temperaturen möglich (Simader & Rakos, 2005).

Dieser Kreislauf kann nicht nur als Kältemaschine oder Wärmepumpe verwendet werden, bei Kreislaufumkehr ist der Kreislauf als Wärmetransformator einsetzbar, um Hochtemperaturwärme aus einem mittleren Temperaturniveau zu erzeugen.

Single Effect/Single Lift-Double Lift (SE/SL-DL) Absorptionskältemaschinen (LiBr/H₂O) wurden speziell für den Betrieb in Fernwärmenetzen entwickelt. Diese Maschinen können bei Vorlauf-temperaturen von 80°C bis 100°C auch im Sommer eingesetzt werden und passen sich den hydraulischen Bedingungen und Temperaturen im Netz an (Simader & Rakos, 2005). Diese Maschinen ermöglichen aufgrund der

Verwendung von zwei Lösemittelkreisläufen höhere Temperaturspreizungen des Heizmediums, was geringere Rücklauftemperaturen im Netz und damit eine geringere Umwälzmenge des benötigten Fernwärmewassers zur Folge hat.

Das Verhältnis aus Kälteleistung zu Heizleistung liegt für Absorptionskältemaschinen im Bereich von 0,6 bis 0,8. Bei der Beheizung mit Dampf oder der Direktbeheizung mit Erdgas oder Heizöl sind bei günstigen Rahmenbedingungen Wärmemengenverhältnisse bis 1,3 möglich.

Für die Modellierung der Technologie im Rahmen des Mittelwert-Varianz-Portfolios wurden die in Simader & Rakos 2005 angegebenen Werte für ein Projekt zur zentralen Kühlung eines Bürokomplexes in Wien verwendet.

Es handelt sich dabei um eine Kältezentrale, in der 2/3 der Kälteleistung durch Absorptionskältemaschinen und 1/3 der Leistung durch eine Kompressionskältemaschine bereitgestellt wird, wobei eine Gleichzeitigkeit der benötigten Kälteleistung von 80 % und eine Leistungsreserve von 50 % angenommen wird. Zu den Kosten der Kältezentrale kommen noch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb des Kältenetzes.

Die Alternative für die zentrale Bereitstellung der Kälte ist die Errichtung von dezentralen Kompressionskälteanlagen. Die Modellparameter dafür stammen aus der Projektdatenbank der KWI Planungs- und Beratungs GmbH, in der ausgeführte Projekte und deren Abrechnungsdaten gespeichert sind. Auch hier wurde eine Lastreserve von 50 % angesetzt.

Forschung und Entwicklung

Als Kosten für Forschung und Entwicklung wurde die wissenschaftliche Begleitung eines Demonstrationsprojekts im Ausmaß von 4 Personenjahren zu je 50.000 EUR angesetzt. Weiters wurde angenommen, dass österreichweit Fernkälteanlagen mit einer installierten Leistung von 100 MW errichtet werden können.

Modellierung

Damit stellen sich die Modellparameter wie folgt dar:

Kältezentrale mit Fernkältenetz:

Tabelle 27: Modellparameter der Fernkälteversorgung für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	20	Fernwärme Wien GmbH
Ausnutzungsdauer	b	h	1.100	Annahme für Bürogebäude
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	4,50	Simader & Rakos, 2005
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	100	ca. 10 % des österreichischen Fernwärmepotenzials (bezogen auf Arbeit)
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	200.000	N/A
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	6.300	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	730.000	2/3 Absorber, 1/3 Kompressor, inkl. Verteilnetz, ohne Gebäude-Verteilssystem, 80 %, 50 % Lastreserve, entsprechend Simader & Rakos, 2005
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	4,00 %	Fernwärme Wien GmbH
TC Primäroutput	η	–	0,92	Simader & Rakos, 2005
Outputverhältnis sekundär/primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,06	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	26	Mischpreis aus Fernwärmepreis (nur Sommerabnahme) und Gewerbestrompreis
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundäroutputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,02	Annahme
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundäroutputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundäroutputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	N/A

Dezentrale Kälteversorgung mittels Kompressionskältemaschinen:

Tabelle 28: Modellparameter für dezentrale Kompressionskälteanlage für Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	1.100	Annahme für Wohngebäude
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	1,00	Kältemaschinen inkl. 50 % Leistungsreserve für Bürogebäude
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	0	N/A
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	0	N/A
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	0	N/A
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	459.000	Berechnet aus Simader & Rakos, 2005
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	7,00 %	Berechnet aus Simader & Rakos, 2005
TC Primärouput	η	–	2,50	Fernwärme Wien GmbH
Outputverhältnis sekundär/primär	α	–	0,00	N/A
Emissionsfaktor THG	c_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,50	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{Input,0}$	EUR/MWh	129	Gewerbestrompreis
Startpreis der Zertifikate	$p_{Zertifikate,0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundärouputs	$p_{Output,sekundär,0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	σ_{FE} / FE	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	σ_{Input} / p	–	0,02	Annahme
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{Zertifikate} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundärouputs	$\sigma_{Output_sekundär} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundärouputs	$\rho_{Input, Output_sekundär}$	–	0	N/A

4.2.9 Luftkühlung in offenen Systemen (DEC-Anlagen)

Wie bei der Adsorptionskältemaschine, wo das Kältemittel Wasser in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird, wird bei offenen Prozessen zur Klimatisierung der Wassergehalt der Luft als Kältemittel genutzt.

Sorption und Desorption findet im Allgemeinen an einem Sorptionsrad statt, das mit einem Desiccant (=Adsorbtionsmittel, meist Silicagel) beschichtet ist. Wenn diese Anlagen mit Einrichtungen zur adiabaten Kühlung kombiniert werden, spricht man von DEC (**D**esiccant and **E**vaporative **C**ooling)-Anlagen. Im folgenden Bild sind die Komponenten eines DEC-Klimageräts dargestellt:

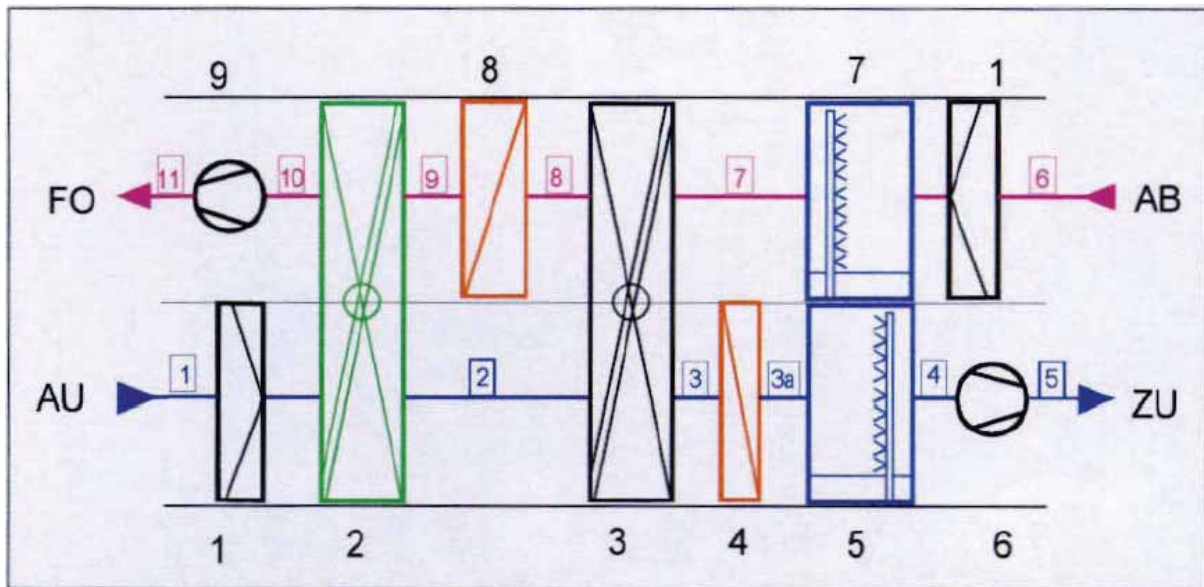


Abbildung 21: Komponenten DEC Anlage (Podesser, 2000)

Legende

- 1 Luftfilter
- 2 Sorptionsrad
- 3 Wärmerückgewinnungsrاد (rotierender Rekuperator)
- 4 Nacherhitzer für Heizen im Winter
- 5 Verdunstungsbefeuchter Zuluft
- 6 Zuluftventilator
- 7 Verdunstungsbefeuchter Abluft
- 8 Lufterhitzer zur Trocknung des Sorptionsrades
- 9 Abluftventilator
- AU Außenluft
- ZU Zuluft
- AB Abluft
- FO Fortluft

In der folgenden Abbildung sind die in Abbildung 21 dargestellten Zustände im h-x Diagramm für feuchte Luft dargestellt:

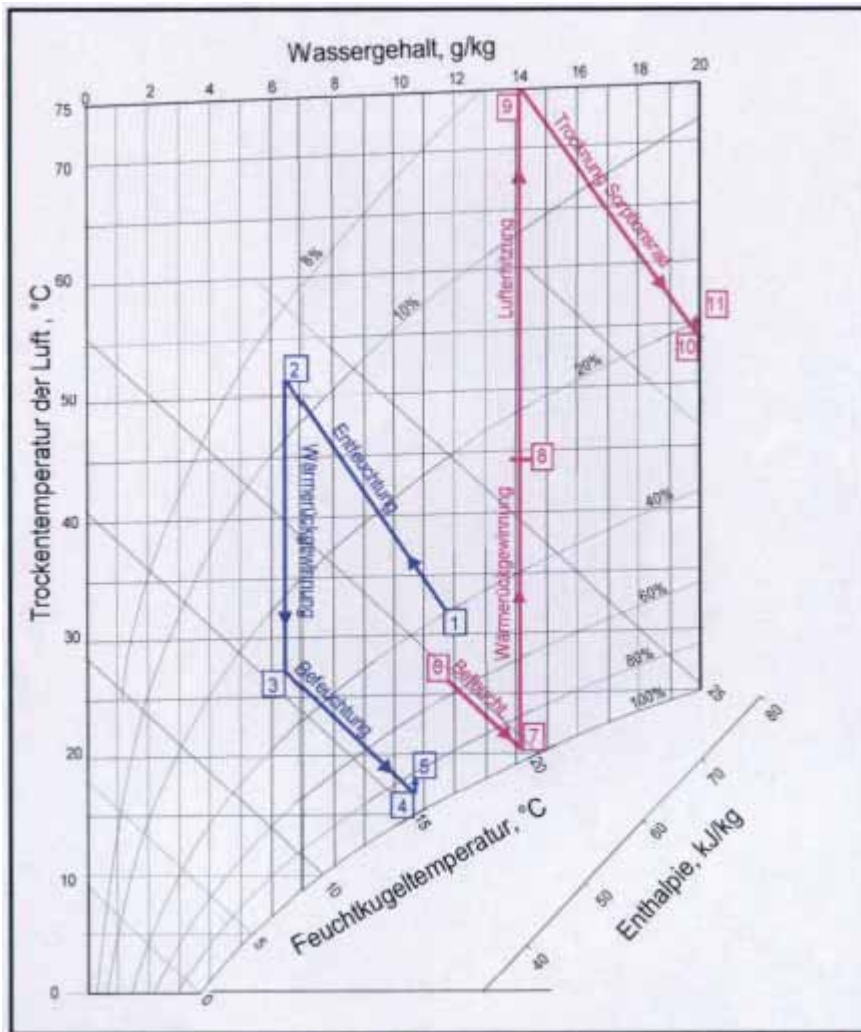


Abbildung 22: Sorptiver Desiccant-Kühlprozess im h-x Diagramm für feuchte Luft (Podesser, 2000)

Die vom Klimagerät angesaugte Außenluft wird zuerst durch teilweise Adsorption der Außenluftfeuchte am Sorptionsrad (Adsorption = Kondensation am Desiccant) getrocknet (1→2). Die freiwerdende Kondensationswärme heizt die Außenluft auf (2→3). Im anschließenden Regenerativwärmetauscher (Wärmetauscherrad) wird Wärme an die Fortluft übertragen und die Außenluft dadurch wieder abgekühlt (3→4).

Durch Befeuchtung wird die Zuluft weiter adiabatisch gekühlt (3→4) und dann über den Zuluftventilator dem Gebäude zugeführt (4→5).

Durch Sonneneinstrahlung, innere Wärme- und Feuchtigkeitsquellen wird die Fortluft mit dem Zustand 6 wieder abgesaugt und nochmals befeuchtet (6→7), um ein Temperaturniveau zur möglichst vollständigen Nutzung der Kondensationswärme der Zuluft zur Aufheizung der Fortluft zu erreichen (7→8). Durch Aufheizung an einer Wärmequelle (8→9) mit einem ausreichend hohen Temperaturniveau (Fernwärme, passiven Solarkollektoren) wird die Fortluft soweit aufgeheizt, dass die relative Feuchte des enthaltenen Wasserdampfes so weit absinkt, dass eine Desorption der aus der Zuluft vom Sorptionsrad aufgenommenen Feuchte vollständig erfolgen kann (9→10). Die Fortluft nimmt diese Feuchte auf und verlässt über das Fortluftgebläse das DEC-Klimagerät (10→11).

Mit diesem Klimagerät kann die Raumluft geheizt, gekühlt sowie be- und entfeuchtet werden. Solange zum Kühlen der adiabate Betrieb ohne zusätzliche Antriebsenergie aus dem Fernwärmenetz oder von

Solarkollektoren ausreichend ist, wird lediglich Strom zum Antrieb der Gebläse und für den Betrieb des Sorptionsrades benötigt. Erst wenn es die Außen- und Innenluftzustände nicht mehr erlauben, wird in den Sorptionsmodus übergegangen. Da in klimatisierten Räumen im Allgemeinen nur ein Teil der Kühllast durch Luftkonditionierung gedeckt wird, weil die Luftwechselzahl nicht beliebig gesteigert werden kann, ist mit DEC-Geräten aber nicht jede beliebige Kombination von Innen- und Außentemperaturen erreichbar.

Im Vergleich zu den zuvor dargestellten Anlagen zur Kälteerzeugung beinhaltet ein DEC-Gerät selbst bereits eine Lüftungs- und Luftheizanlage.

Für den wirtschaftlichen Vergleich, der im Mittelwert-Varianz-Portfolio auf die Erzeugungskosten für Wärme bzw. Kälte abzielt, muss deshalb von den Gesamt-Investitionskosten einer DEC-Anlage zumindest noch die vermiedene Investition für das ersetzte Lüftungsgerät abgezogen werden. Die vermiedene Investition für Heizungsanlagen ist schwerer zu bewerten, da in der Regel über die Lüftungsanlage aufgrund der notwendigen Befeuchtung bestenfalls nur ein Teil des Wärmebedarfs eines Bürogebäudes gedeckt werden kann.

Forschung und Entwicklung

Als Kosten für Forschung und Entwicklung wurde die wissenschaftliche Begleitung eines Demonstrationsprojekts im Ausmaß von 4 Personenjahren zu je 50.000 EUR angesetzt. Weiters wurde angenommen, dass österreichweit DEC-Klimageräte mit einer installierten Leistung von 100 MW errichtet werden können.

Modellierung

Für die Bewertung im Rahmen des Mittelwert-Varianz-Portfolios wurden deshalb folgende Parameter verwendet:

DEC-Klimagerät

Tabelle 29: Modellparameter einer DEC-Anlage für das Mittelwert-Varianz-Portfolio

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Lebensdauer	T	a	15	Annahme
Ausnutzungsdauer	b	h	1.100	Annahme für Bürogebäude
Kapazität der Einzelanlage	KAP_{Anlage}	MW_{th}	1,33	Simader & Rakos, 2005
Technisches Potenzial	$KAP_{Potential, AT}$	MW_{th}	100	Annahme
Entwicklungskosten gesamt	FE_{gesamt}	EUR	200.000	Annahme
Entwicklungskosten bezogen auf eine Anlage	FE_{Anlage}	EUR	1.865	Berechnung
Spezifische Investition	i	EUR/ MW_{th}	450.450	Simader & Rakos, 2005 Entsprechend DEC Anlage abzüglich alternativ notwendiges Klimagerät
Wartung & Instandhaltung	om	% p.a.	3,22 %	Simader & Rakos, 2005
TC Primäroutput	η	–	1,01	Simader & Rakos, 2005
Outputverhältnis sekundär/-primär (hier: Stromkennziffer)	α	–	0,00	N/A

Parameter	Formelzeichen	Einheit	Größe	Quelle/Anmerkung
Emissionsfaktor THG	C_{Input}	tCO ₂ /MWh	0,00	N/A
Startpreis des Inputs	$p_{\text{Input},0}$	EUR/MWh	38	Mischpreis aus Fernwärmepreis (nur Sommerabnahme) und Gewerbestrompreis
Startpreis der Zertifikate	$p_{\text{Zertifikate},0}$	EUR/tCO ₂	25	Annahme
Startpreis des Sekundäroutputs	$p_{\text{Output,sekundär},0}$	EUR/MWh	0	N/A
Spezifische Standardabweichung der Entwicklungskosten	$\sigma_{\text{FE}} / \text{FE}$	–	0,5	Annahme
Spezifische Standardabweichung der Investition	σ_i / i	–	0,20	Berger et al. 2003
1-Schritt Standardabweichung des Inputs	$\sigma_{\text{Input}} / p$	–	0,02	Annahme
1-Schritt Standardabweichung der Zertifikate	$\sigma_{\text{Zertifikate}} / p$	–	0,20	Vorsichtige Annahme aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraums
1-Schritt Standardabweichung des Sekundäroutputs	$\sigma_{\text{Output,sekundär}} / p$	–	0,00	N/A
Korrelationskoeffizient des Sekundäroutputs	$\rho_{\text{Input, Output,sekundär}}$	–	0	N/A

4.3 Bewertung im Mittelwert-Varianz-Portfolio

Das Mittelwert-Varianz-Portfolio stellt eine Möglichkeit der simultanen Darstellung des wahrscheinlichsten Werts einer Zielgröße und der Unsicherheit bezüglich der Erreichung des wahrscheinlichsten Werts dar.

Es wird damit ein komparativ-statischer Ansatz zum Technologievergleich verwendet, der keine Rücksicht auf bereits installierte Kapazitäten bestimmter Technologien nimmt, sondern die technologisch/wirtschaftlichen Eigenschaften der Technologie im vorgegebenen wirtschaftlichen Rahmen vergleicht.

Im gewählten Modellansatz werden für die betrachteten Technologien diese beiden Eigenschaften (wahrscheinlichster Wert und Unsicherheit bezüglich der Erreichung dieses Werts) für

1. Wärme- und Kälteerzeugungstechnologien durch den Erwartungswert der spezifischen Annuität der Gesamtkostenbarwerte über die Lebensdauer einer Anlage und die Varianz (bzw. die Standardabweichung) dieses Werts
2. Verteiltechnologien durch den Erwartungswert der Erhöhung/Absenkung der spezifischen Annuität der Gesamtkostenbarwerte der übertragenen Wärme verglichen mit einem Referenzfall und der Varianz (bzw. der Standardabweichung) der Erhöhung/Absenkung über die Lebensdauer

dargestellt.

Die Varianz (d.i. das 2. Moment einer Zufallsvariable als Maß für die Breite (Dispersion) einer Verteilung) ist nicht die einzige Größe, die Einfluss auf den „Unsicherheitsbereich“ (d.h. ein Konfidenzinter-

vall, in das eine Realisierung des dargestellten Werts mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit fällt) der Zielgrößen nimmt. Höhere Momente wie das 3. Moment (Schiefe der Verteilung als Maß für die Symmetrie) und das 4. Moment (Wölbung der Verteilung als Maß für die Steilheit) geben für komplex zu parametrisierende Verteilungen weitere (notwendige) Informationen. Für bestimmte Verteilungen wie beispielsweise die (symmetrische) Normalverteilung reicht die Varianz (bzw. die Standardabweichung) neben dem Mittelwert zur vollständigen Festlegung der Eigenschaften aber aus.

Für die gewählte Bewertung von Technologien lassen sich im Mittelwert-Varianz-Portfolio prinzipiell die in der folgenden Abbildung dargestellten Schlüsse ziehen:

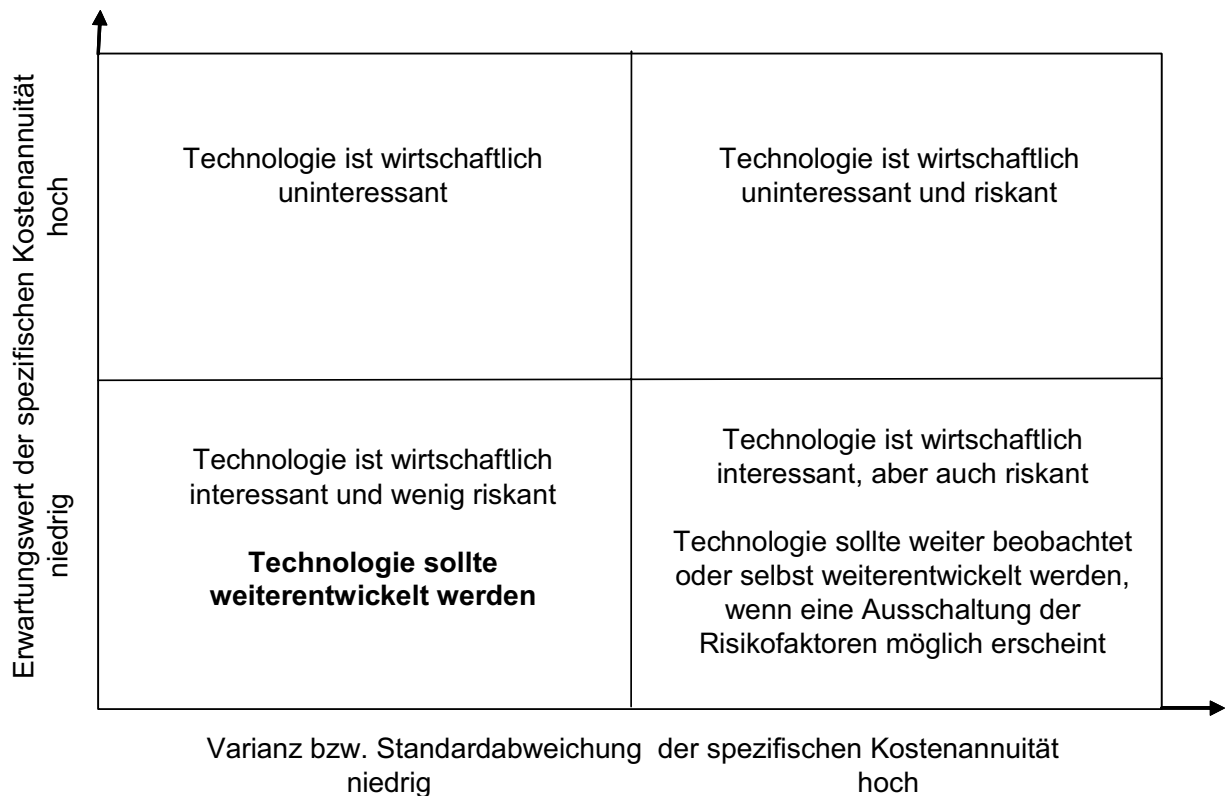


Abbildung 23: Technologiebewertung im Mittelwert-Varianz-Portfolio

Technologien im linken oberen Quadranten haben sowohl hohe spezifische Gesamtkostenannuitäten, im rechten oberen Quadranten weist dieser Benchmark darüber hinaus auch noch eine hohe Streubreite und damit ein hohes Risiko auf.

Technologien im rechten unteren Quadranten lassen zwar niedrige spezifische Gesamtkostenannuitäten erwarten, die Streubreite ist aber aufgrund von Unsicherheiten hinsichtlich der Energiepreise, der Entwicklungskosten oder der Investitionen hoch. Wenn es möglich erscheint, durch Forschung und Entwicklung die relevanten Risikofaktoren auszuschalten, so kann eine Weiterentwicklung der Technologie ins Auge gefasst werden. Liegen die Unsicherheiten aber hauptsächlich bei solchen Einflussfaktoren, die nicht unmittelbar beeinflussbar sind (z.B. Primärenergieträgerpreisen), so ist eine Weiterentwicklung der Technologie wenig aussichtsreich.

Technologien im linken unteren Quadranten weisen sowohl niedrige spezifische Gesamtkostenannuitäten als auch ein vergleichsweise niedriges Risiko auf und sind deshalb die aussichtsreichsten Kandidaten für eine weitere Entwicklung.

Um die Einheiten des Erwartungswerts und des Unsicherheitsmaßes vergleichbar zu machen, wird in der Folge anstelle der Varianz die Standardabweichung (=die positive Wurzel der Varianz) verwendet.

4.3.1 Erzeugungstechnologien

Mit den in Tabelle 7 dargestellten Rahmenbedingungen stellt sich das Mittelwert-Varianz (bzw. Standardabweichungs)-Portfolio der Erzeugungstechnologien wie folgt dar:

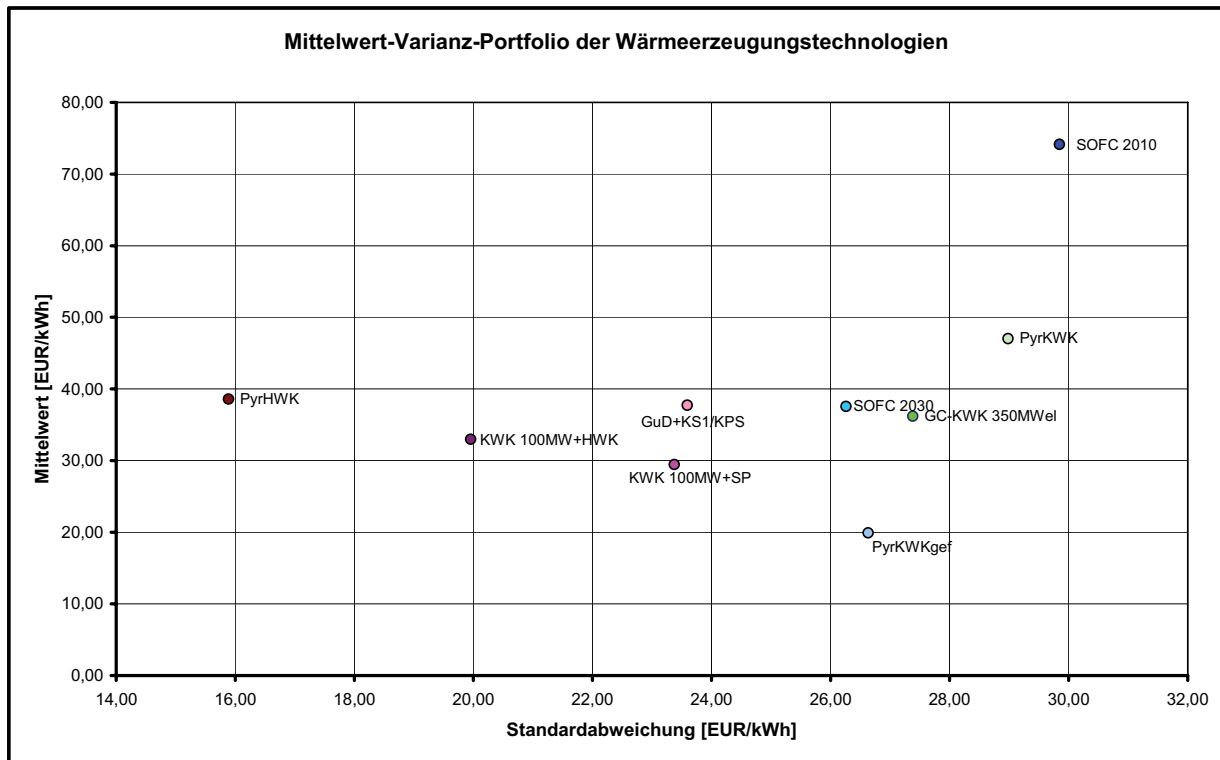


Abbildung 24: Mittelwert-Varianz-Portfolio der Wärmeerzeugungstechnologien

Tabelle 30: Legende zum Mittelwert-Varianz-Portfolio der Erzeugungstechnologien

Technologie	Kurzbezeichnung
GuD-KWK 100 MWeI mit Heißwasserspeicher	KWK 100MW+SP
GuD-KWK 100 MWeI plus 60 MW Heißwasserkessel	KWK 100MW+HWK
Graz Cycle KWK 350 MWeI/300 MWth mit CO ₂ Abtrennung und Entsorgung	GC-KWK 350MWeI
GuD-KWK 350 MWeI mit nachgeschalteter CO ₂ -Abtrennung und Entsorgung	GuD+KS1/KPS
Wasserstoff Brennstoffzelle im Jahr 2010	SOFC 2010
Wasserstoff Brennstoffzelle im Jahr 2030	SOFC 2030
Kolbenmotor-KWK mit fester Biomasse (verflüssigt mittels Pyrolyse), Förderung nach Ökostromgesetz 2002	PyrKWKgef
Kolbenmotor -KWK mit fester Biomasse (verflüssigt mittels Pyrolyse)	PyrKWK
Heißwasserkessel mit Pyrolyseölbrenner	PyrHWK

In der folgenden Tabelle sind die in Abbildung 24 eingezeichneten Punkte tabellarisch dargestellt:

Tabelle 31: Erwartungswerte und Standardabweichungen

Technologie	K EUR/MWh	σ_k EUR/MWh
KWK 100MW+SP	29,38	23,37
KWK 100MW+HWK	32,98	19,96
GC-KWK 350MWel	36,18	27,38
GuD+KS1/KPS	37,74	23,60
SOFC 2010	74,15	29,85
SOFC 2030	37,55	26,26
PyrKWKgef	19,89	26,63
PyrKWK	47,03	28,98
PyrHWK	38,59	15,89

Die Darstellung der Technologien im Mittelwert-Varianz-Portfolio zeigt auf, dass neue Technologien verglichen mit herkömmlichen (hier ist als Referenzpunkt eine GuD-KWK mit Heißwasserkessel zur Spitzenabdeckung gezeigt) unter den derzeit geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entweder höhere spezifische Gesamtkostenannuitäten, eine (zum Teil wesentlich) höhere Unsicherheit hinsichtlich der Erreichung dieser spezifischen Gesamtkostenannuitäten oder sowohl höhere spezifische Gesamtkostenannuitäten als auch eine höhere Unsicherheit aufweisen.

Folgende Technologien erscheinen kurz- bis mittelfristig von Interesse zu sein:

1. Herstellung von Pyrolyseöl und die Verfeuerung in Heißwasserkesselanlagen aufgrund der vergleichsweise geringen Unsicherheit in Bezug auf die Erreichung der erwarteten spezifischen Gesamtkostenannuitäten
2. Installation von wärmeseitigen Tagesspeicheranlagen zur Ausnützung besserer Strompreise zu Spitzenzeiten durch KWK-Anlagen
3. Installation von CO₂-Abscheideanlagen hinter GuD-KWKs, wenn der Zertifikatspreis langfristig weiter steigt.
4. Installation von Kolbenmotor-BHKWs, die mit Pyrolyseöl betrieben werden, unter der Voraussetzung, dass die derzeit noch bestehenden technischen Probleme gelöst werden (Zeitraumen aus heutiger Sicht ca. 5 Jahre¹¹) und eine Förderung vorhanden ist, die der Förderung von Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse nach dem Ökostromgesetz 2002 entspricht.

Oxidkeramik-Brennstoffzellen (inkl. Reformierung von Erdgas) werden erst in etwa 25 Jahren wirtschaftlich mit den heute bereits vorhandenen Technologien mithalten können. Davor sind noch wesentliche technische Probleme zu bewältigen, die vor allem durch die hohe Betriebstemperatur und die derzeit geringen Standzeiten der Zellen verursacht werden.

Aufgrund der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Europa ist der wirtschaftliche Rahmen zur Beurteilung in Bewegung geraten.

¹¹ Persönliche Auskunft von Prof. Tony Bridgwater, Bio-Energy Research Group, Aston University, Chemical Engineering & Applied Chemistry, Aston Triangle, Birmingham, B4 7ET UK, Task Leader of IEA Task 34 (Pyrolysis of Biomass)

Es ist daher auch von Interesse, ob sich das Portfolio bei Änderung von wesentlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. einer Änderung des Verhältnisses von Gaspreis zu Strompreis) wesentlich ändert.

Deshalb wurden Sensitivitätsanalysen des Portfolios für

- den Gaspreis
- den Strom-Einspeisetarif
- die CO₂-Zertifikatspreise, und
- die Ausnutzungsdauer

durchgeführt.

Sensitivität des Portfolios auf Gaspreisänderungen

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderung des Portfolios, wenn es zu einer strukturellen Änderung durch einen Anstieg des Gaspreisniveaus (ohne Änderung der anderen Parameter) kommt.

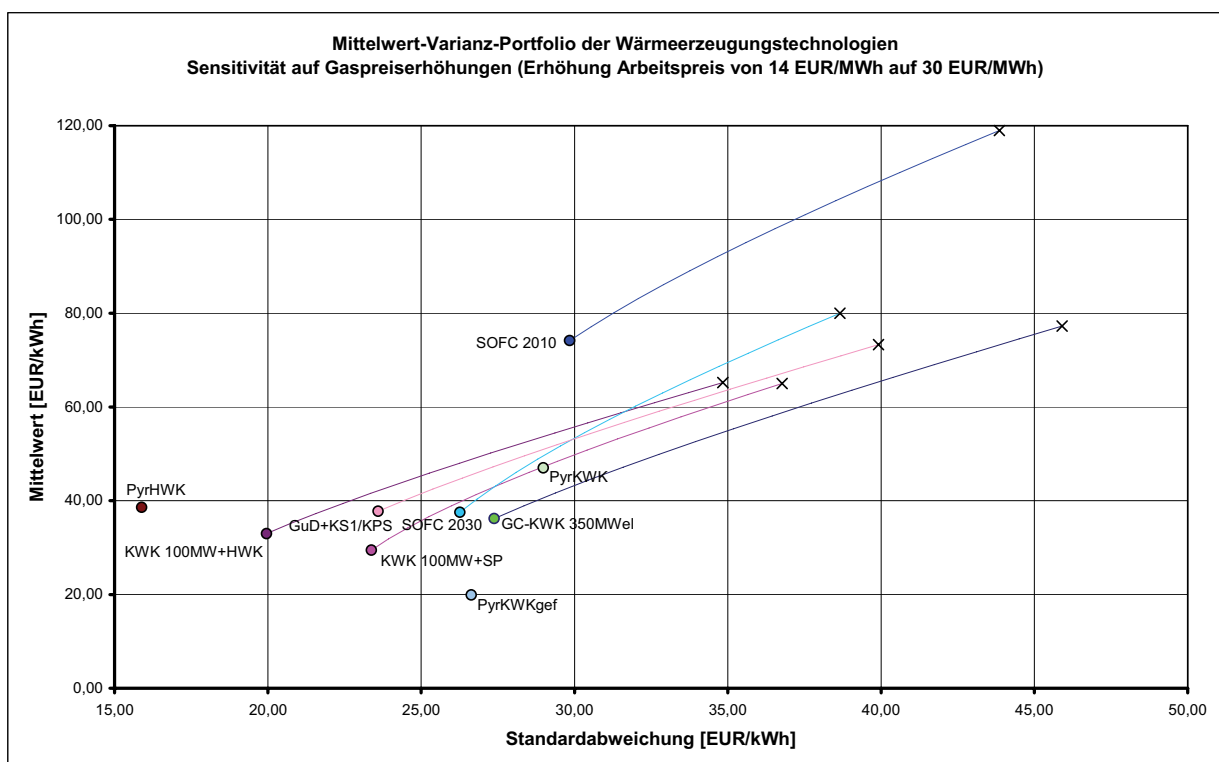


Abbildung 25: Sensitivität des Portfolios der Wärmeerzeugungstechnologien auf steigende Gaspreise

Eine Verdoppelung von Gaspreisen führt zu einer massiven Verschlechterung der Erwartungswerte für die spezifischen Gesamtkostenannuitäten und zu Unsicherheit bezüglich der Erreichung dieser Kosten.

Durch diese Verschiebung werden die Verwertungstechnologien für Pyrolyseöl wirtschaftlich (d.h. der Erwartungswert der Wärmeherstellungskosten liegt unter den Erwartungswerten der Technologien, die Erdgas verwerten).

Auch die Standardabweichung der spezifischen Gesamtkostenannuitäten liegt selbst für die nicht geförderte Produktion von Strom und Wärme unter den entsprechenden Werten für alle anderen Technologien, die Erdgas verwerten.

Sensitivität des Portfolios auf Änderungen des Einspeisetarifs für Strom

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderung des Portfolios, wenn es zu einer strukturellen Änderung durch einen Anstieg des Einspeisetarifs für Strom (ohne Änderung der anderen Parameter) kommt.

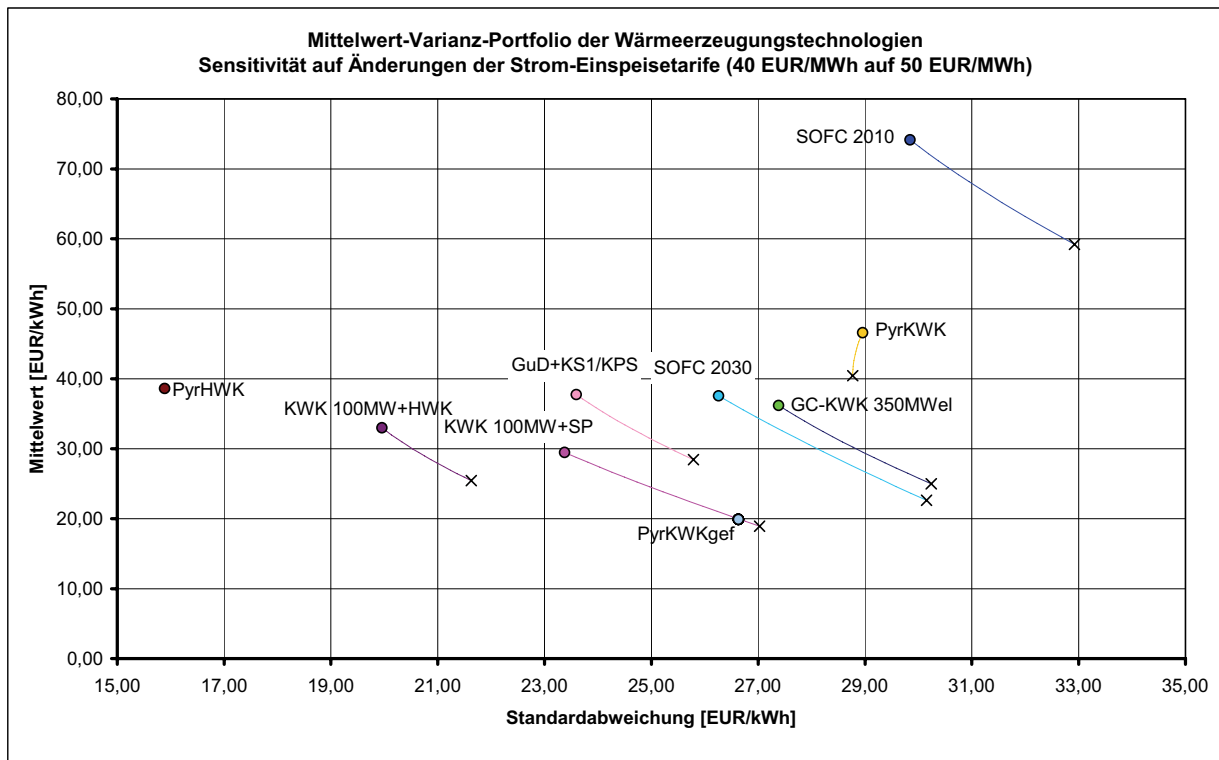


Abbildung 26: Sensitivität des Portfolios der Wärmeerzeugungstechnologien auf steigende Einspeisetarife für Strom

Steigende Einspeisetarife für Strom haben naturgemäß eine positive Auswirkung auf die KWK-Technologien, wobei der Effekt umso stärker ausfällt, je höher die Stromkennziffer ist.

Am meisten profitiert davon die Speicherung von Wärme im Tagesverlauf, weil der vermehrt produzierbare Spitzenstrom auch im selben Ausmaß teurer wird wie Grundlast-Strom, wie aus der Auswertung in Abbildung 15 (Strompreisrelation Peakload/Baseload in Abhängigkeit vom Preisniveau) hervorgeht.

Aufgrund der steigenden Strompreise steigt auch ihre Volatilität an, was sich in einer Zunahme der Standardabweichung der spezifischen Gesamtkostenannuitäten ausdrückt.

Sensitivität des Portfolios auf Änderungen des Einspeisetarifs für Strom

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderung des Portfolios, wenn es zu einer strukturellen Änderung durch einen Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise (ohne Änderung der anderen Parameter) kommt.

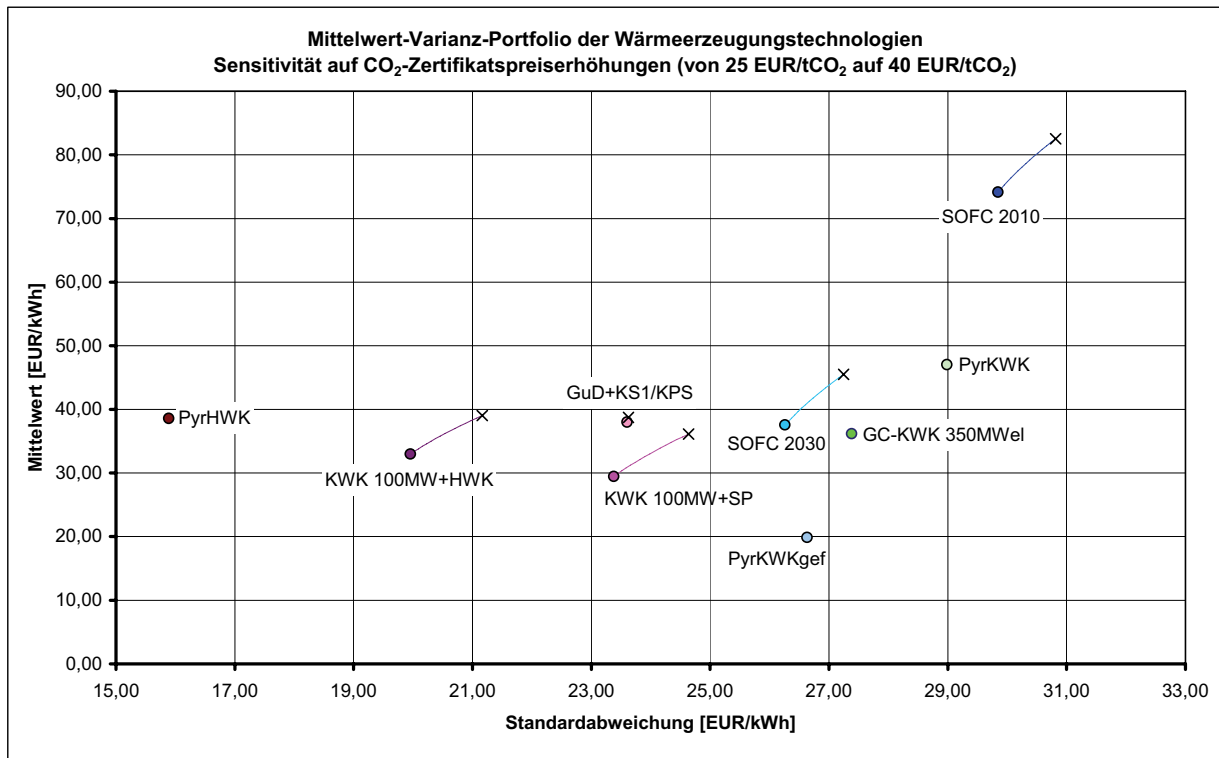


Abbildung 27: Sensitivität des Portfolios der Erzeugungstechnologien auf steigende CO₂-Zertifikatspreise

Wie die Abbildung zeigt, werden bei einem Zertifikatspreis von etwa 40 EUR/tCO₂ sowohl die CCS-Technologien (Carbon Capture and Storage) wirtschaftlich interessant, andererseits ist auch die Erzeugung von Wärme aus Pyrolyseöl in Kesselanlagen wirtschaftlich.

Im Gegensatz zu CCS hat die Verwertung von Pyrolyseöl zur Wärmeerzeugung aber wesentlich geringere Unsicherheiten als die komplexen CCS-Anlagen, die nur in großen Blockeinheiten Sinn machen.

Sensitivität des Portfolios auf Änderungen der Ausnutzungsdauer

Für die Ausnutzungsdauer der Anlagen, die im Wesentlichen den Einsatz im Grund-, Mittel- oder Spitzenlastbereich charakterisiert, wurden im Rahmen dieser Arbeit die im Abschnitt 4.2 dargestellten Annahmen für einen typischen Anwendungsfall gemacht.

Es ist aber von Interesse, ob es für einzelne Technologien Schwellenwerte der Ausnutzungsdauer gibt, unter oder über denen ein Einsatz nicht sinnvoll erscheint.

In der folgenden Abbildung sind die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer im Bereich von 2.000 Volllaststunden (22,8 % Ausnutzung) bis 8.760 Volllaststunden (100 % Ausnutzung) dargestellt.

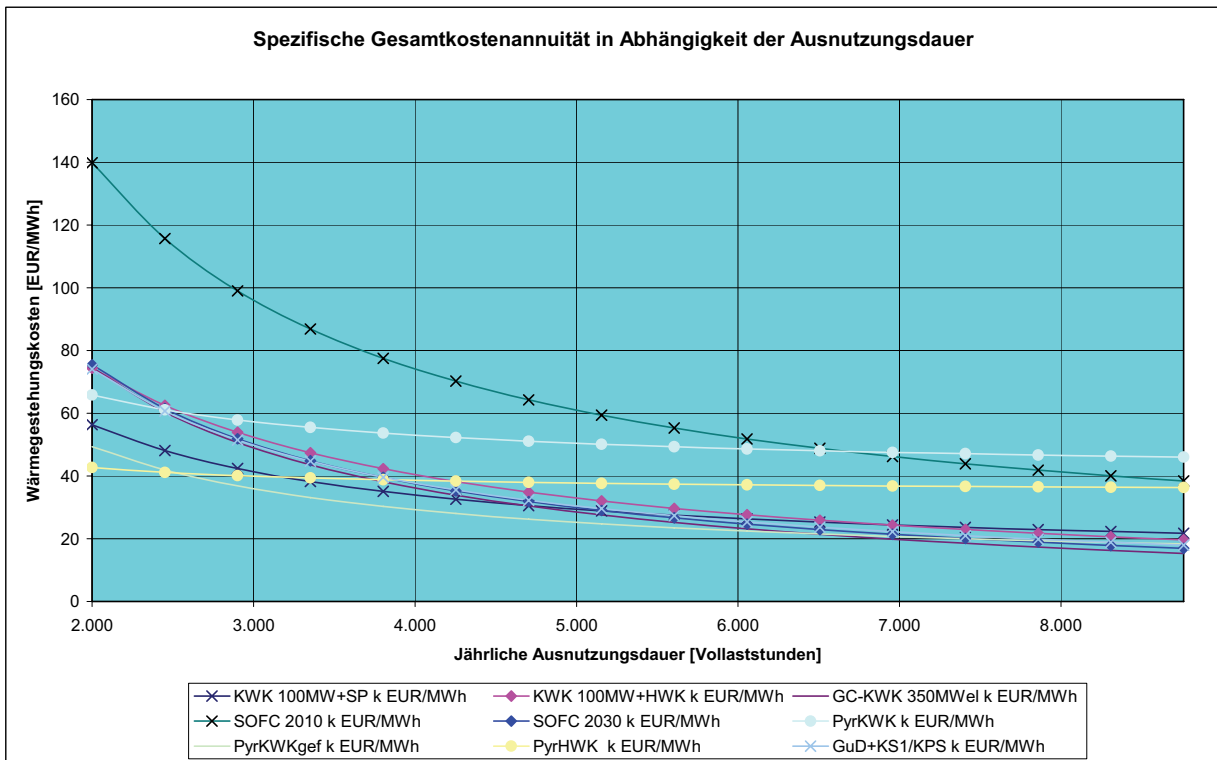


Abbildung 28: Wärmegestehungskosten der Erzeugungstechnologien in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer

Die Abbildung zeigt den hyperbolischen Verlauf der Wärmegestehungskosten, wobei die y-Achse und die variablen Kosten die Asymptoten darstellen.

In dieser Darstellung sind jene Technologien, welche die Einhüllende der niedrigsten Wärmegestehungskosten bilden, nicht unmittelbar erkennbar.

Aus diesem Grund wurde die Reihenfolge der Technologien in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer in der folgenden Abbildung visualisiert:

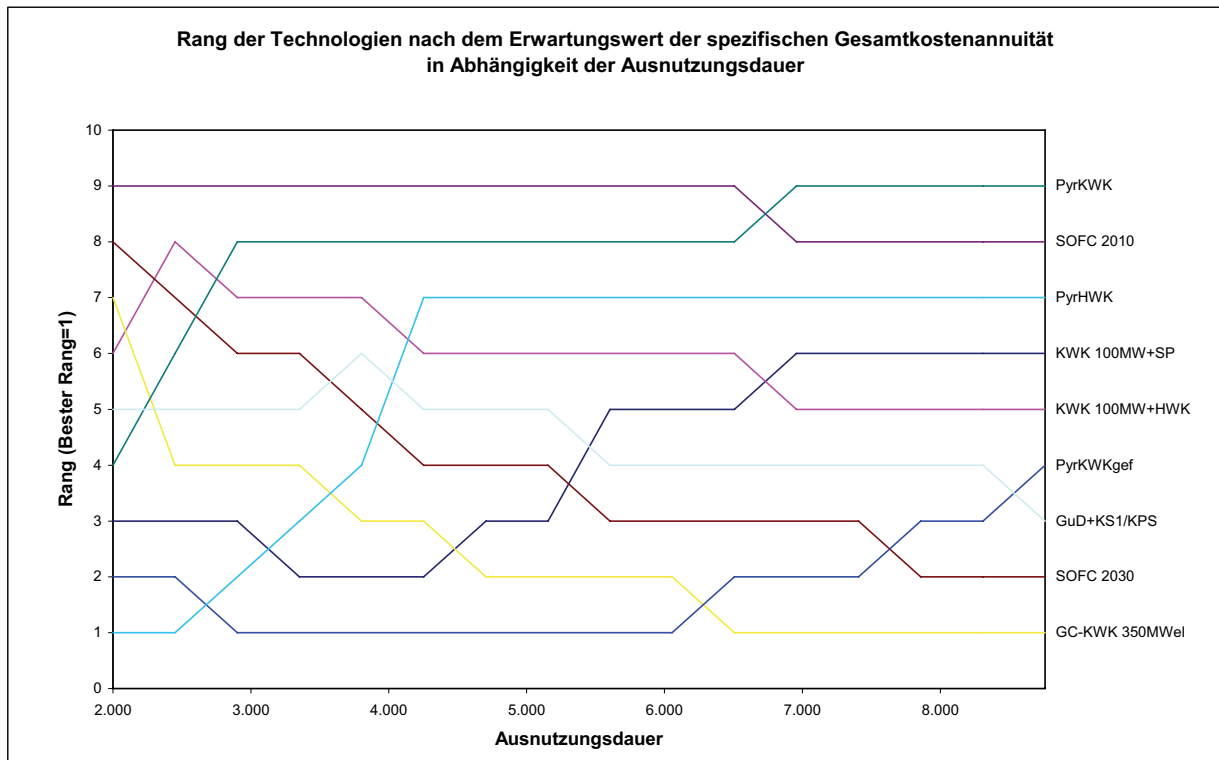


Abbildung 29: Rang der Technologien nach dem Erwartungswert in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer

Die Abbildung zeigt, dass im Bereich der Spitzenlast die Verfeuerung von Pyrolyseöl in einer Kesselanlage zur Wärmeerzeugung am besten abschneidet.

Im Mittellastbereich von 3.000 Volllaststunden bis etwa 5.500 Volllaststunden bringt die nach Ökostromgesetz 2002 geförderte Pyrolyseöl-betriebene Kolbenmotor-KWK die geringste spezifische Gesamtkostenannuität. Steht die Förderung nicht zur Verfügung, so ergeben die Speicherung von Wärme im Tagesverlauf und der Einsatz einer Graz-Cycle-KWK die niedrigsten spezifische Gesamtkostenannuität.

Im Grundlastbetrieb (6.000 Volllaststunden bis 8.000 Volllaststunden) setzt sich die Graz-Cycle-KWK aufgrund des hohen Verstromungsgrades bei einem Niveau der Zertifikatspreise von 25 EUR/tCO₂ durch.

Die Darstellung in Abbildung 28 und Abbildung 29 berücksichtigen nur den Erwartungswert der spezifischen Gesamtkostenannuität, nicht aber die Unsicherheit bezüglich der Erreichung dieses Werts.

Wenn man diese Zusatzinformation über die Wärmegestehungskosten ebenfalls zur Reihung der Technologien verwenden will, dann ist die Definition einer Bewertungsfunktion erforderlich, die sowohl den Erwartungswert als auch die Varianz bzw. die Standardabweichung berücksichtigt.

Eine nahe liegende Definition dieser Bewertungsfunktion ist in der Prinzipskizze in der nächsten Abbildung dargestellt:

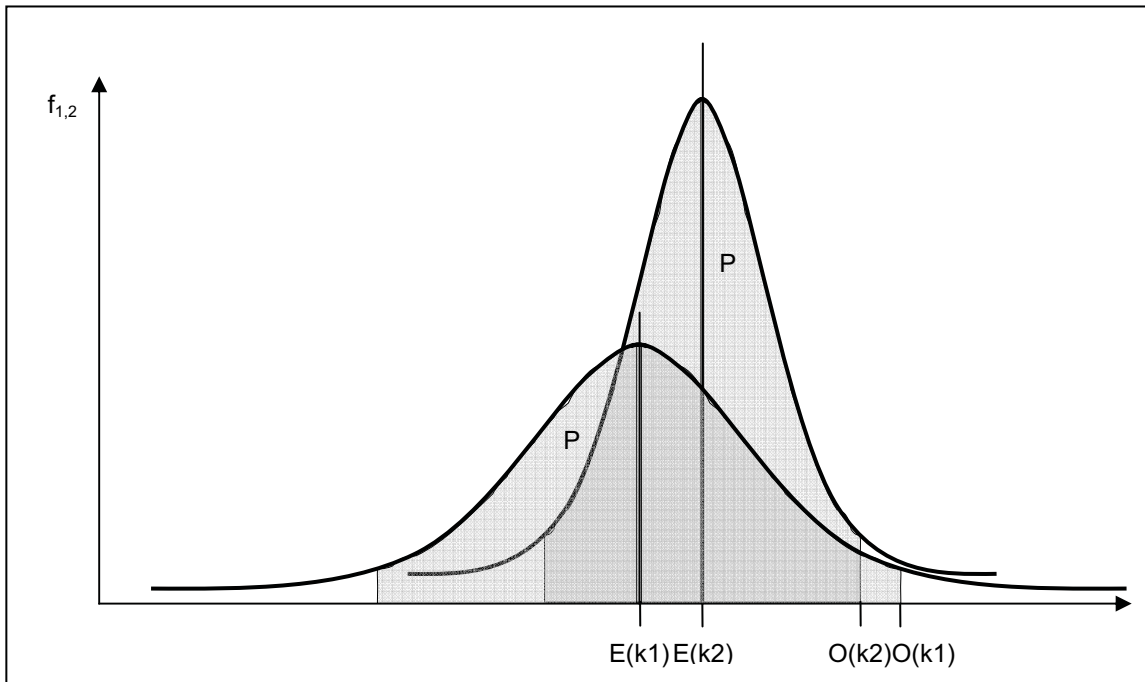


Abbildung 30: Vergleich der Konfidenzintervalle der spezifischen Gesamtkostenannuitäten

- $E(k1)$ Erwartungswert der Technologie 1
- $E(k2)$ Erwartungswert der Technologie 2
- $O(k1)$ Obere Grenze des 2-seitigen Konfidenzintervalls mit Wahrscheinlichkeit P der Technologie 1
- $O(k2)$ Obere Grenze des 2-seitigen Konfidenzintervalls mit Wahrscheinlichkeit P der Technologie 2
- $f_{1,2}$ Funktionen der Wahrscheinlichkeitsdichte der Zufallsvariablen $k1$ und $k2$
- P Wahrscheinlichkeit, dass der tatsächliche Wert zwischen der unteren und der oberen Grenze des Konfidenzintervalls liegt

Reiht man die Technologien 1 und 2 nur nach dem Erwartungswert, so wird Technologie 1 bevorzugt. Berücksichtigt man hingegen auch die Breite der Verteilung durch Bildung eines Konfidenzintervalls, so stellt sich in Summe Technologie 2 besser dar, weil die obere Grenze des Intervalls (d.h. $O(k)$) niedriger liegt.

Die Berechnung des Konfidenzintervalls der Verteilung einer Zufallsvariablen setzt die genaue Kenntnis der Form der Verteilung voraus.

Unter der Annahme, dass die Zufallsvariable normalverteilt ist, reicht zur eindeutigen Festlegung der Form der Verteilung die Angabe von Mittelwert und Varianz (bzw. Standardabweichung) aus.

Dann lassen sich bei Angabe der Wahrscheinlichkeit, mit der eine Realisierung der Zufallsvariable im Konfidenzintervall liegen soll, aus diesen Parametern auch die Grenzen des einseitigen oder des zweiseitig symmetrischen Konfidenzintervalls berechnen.

Unter den Voraussetzungen, dass

1. die Zufallsvariable mit einem bestimmten Erwartungswert und einer bestimmten Varianz normalverteilt ist, und
2. die Wahrscheinlichkeit, dass eine Realisierung der Zufallsvariable mit einer Wahrscheinlichkeit von 97,5 % unterhalb der oberen Grenze des Konfidenzintervalls liegen soll,

dann lässt sich die obere Grenze des Konfidenzintervalls wie folgt berechnen:

$$O(k_i) = E(k_i) + 1.96 \cdot \sqrt{\text{VAR}(k_i)} \quad (25)$$

Damit erhält man eine Bewertungsfunktion für die Technologien, welche nicht nur den Erwartungswert, sondern auch die Varianz enthält und darüber hinaus als obere Grenze des einseitigen 97,5 %-Konfidenzintervalls bzw. des zweiseitigen 95 %-Konfidenzintervalls der (normalverteilten) Wärmegestehungskosten interpretiert werden kann.

Wenn man das Ranking der Technologien, das in Abbildung 29 für die Reihenfolge nach dem Erwartungswert der Wärmegestehungskosten dargestellt ist, mit der Bewertungsfunktion des oberen Konfidenzintervalls neu berechnet, so ergibt sich folgendes Bild:

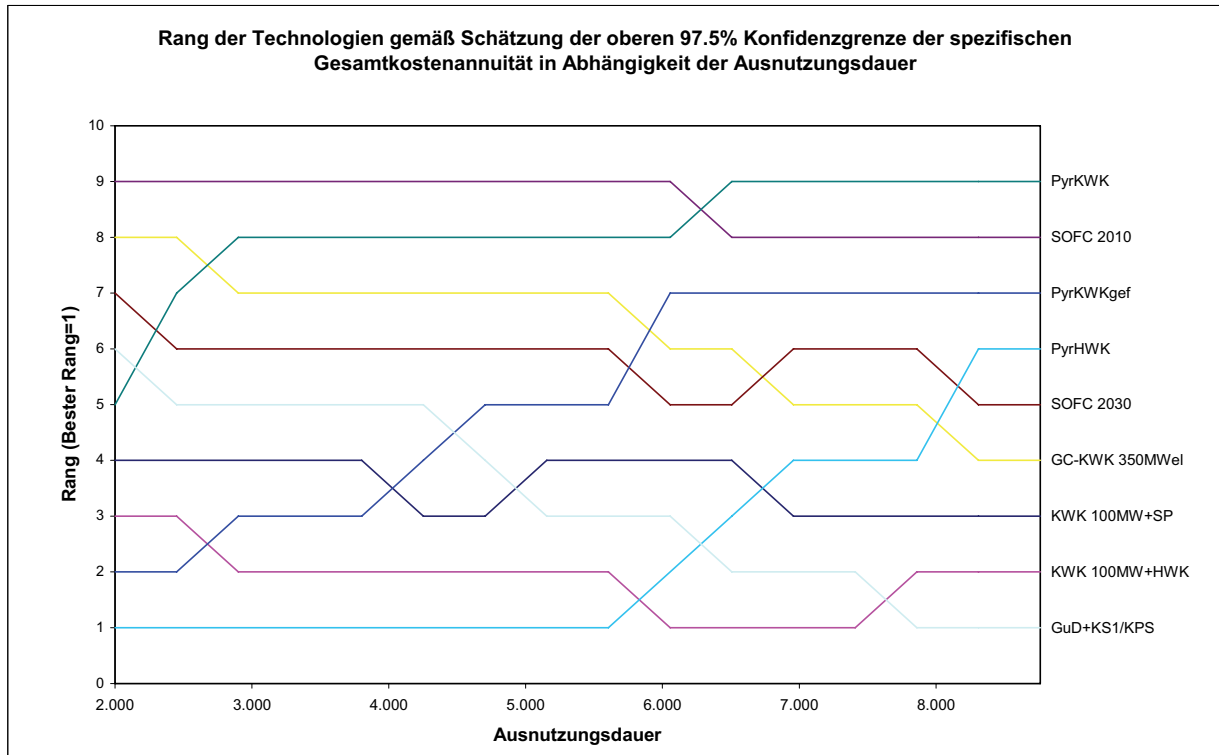


Abbildung 31: Rang der Technologien nach der oberen Konfidenzintervallgrenze in Abhängigkeit der Ausnutzungsdauer

Vergleicht man Abbildung 31 mit Abbildung 29, so fällt unmittelbar auf, dass der Einsatz von Pyrolyseöl als Brennstoff in Kesselanlagen in einem wesentlich breiteren Bereich der Ausnutzungsdauer die beste Technologie ist (also jene Technologie, deren Schwellenwert der Wärmegestehungskosten unter den gemachten Annahmen hinsichtlich der Verteilung für 97,5 % aller möglichen Realisierungen am niedrigsten ist).

Die Nutzung des Pyrolyseöls in Kolbenmotor-KWKs fällt gegenüber der Bewertung rein nach den Erwartungswerten der Wärmegestehungskosten weit zurück, ebenso die Brennstoffzellen und der Graz-Cycle.

Bei hohen Ausnutzungsdauern schneidet bereits beim derzeitigen Preisniveau der CO₂-Zertifikate eine GuD-KWK mit anschließender Abtrennung des CO₂ und Entsorgung in geologischen Speichern am besten ab.

Zurückzuführen ist diese rangmäßige Verschlechterung der KWK-Technologien hauptsächlich auf die erhöhte Volatilität der Stromeinspeisetarife in Folge der Liberalisierung der Strommärkte.

4.3.2 Verteiltechnologien

Aus den Auswertungen des Brainstorming-Workshops ist ersichtlich, dass nur in zwei Fällen Technologien identifiziert wurde, die auf dem Gebiet der Verteilung von Fernwärme in einem Netz als „Stand der Wissenschaft“ eingestuft wurden, nämlich

1. die Verwendung von Rohrreibungsminderern
2. die Entwicklung von PMR-Rohren (polymere Medium-/Mantelrohrsysteme) für höhere Drücke und Temperaturen

Von diesen beiden Systemen stellt nur die Verwendung von Rohrreibungsminderern ein System dar, das energiewirtschaftlich einen trade-off-Effekt verursacht. Die Anwendung von PMR-Fernwärmesystemen hingegen ist hauptsächlich durch die Materialeigenschaften eingeschränkt, da im Vergleich zu MMR (Metall-Medium/Mantelrohr)-Systemen wesentliche Einsparungen für den erforderlichen Tiefbau lukriert werden können, die zumeist die höheren Fertigungskosten der Rohrsysteme selbst aufwiegen. Deshalb wurde nur die Verwendung von Rohrreibungsminderern beurteilt.

Im Gegensatz zu den spezifischen Gesamtkostenannuitäten, die für Energieerzeugungstechnologien berechnet werden können, hat eine technologische Verbesserung der Fernwärmeverteilnetze eine Veränderung des Aufwands für die Übertragung von Wärmemengen verglichen mit einem Bezugsszenario zur Folge.

Die im Modell errechneten spezifischen Gesamtkostenannuitäten können somit als Erhöhung bzw. Verringerung der spezifischen Gesamtkostenannuität der Wärmebereitstellung verglichen mit der Installation einer herkömmlichen Technologie interpretiert werden.

Wie unter Punkt 4.2.6 ausgeführt, ist laut Hersteller die wirtschaftlichste Variante des Einsatzes von Rohrreibungsminderern dann gegeben, wenn bestehende lange Übertragungsleitungen, die über Wärmetauscher hydraulisch vom restlichen Netz getrennt werden können, in der Leistung um bis zu 40 % gesteigert werden müssen. Dann ist die Verwendung von Rohrreibungsminderern eine Alternative zur Installation einer zusätzlichen, parallel verlaufenden Übertragungsleitung.

Aufgrund der Senkung des Wärmeübergangs in den Wärmetauschern muss neben der Beigabe des Additivs auch die Wärmetauscherkapazität zwischen Energieerzeugern, dem restlichen Netz und der Übertragungsleitung entsprechend erhöht werden.

Als Anwendungsfall wurde die 40-prozentige Erhöhung der Kapazität einer geplanten, 6,8 km langen Übertragungsleitung im Netz der Stadtwerke St. Pölten zur Beurteilung dieser Technologie im Mittelwert-Varianz-Portfolio dargestellt.

Folgende Werte charakterisieren damit diese Technologie im Mittelwert-Varianz-Portfolio:

Tabelle 32: Mittelwert und Standardabweichung für Rohrreibungsminderer

Technologie	Mittelwert der Erhöhung der spezifischen Gesamtkostenannuität EUR/MWh	Standardabweichung der Erhöhung der spezifischen Gesamtkostenannuität EUR/MWh
Rohrreibungsminderer	-3,89	1,35

In dem betrachteten Anwendungsfall verringert die Verwendung von Rohrreibungsminderern die Kosten der Wärmeübertragung um knapp 4 EUR/MWh. Dieser Wert wurde bei einer Auslastung der Leitung von 4.000 h/a berechnet. Mit diesen Ergebnissen lässt sich auch die Obergrenze des einseitigen 97,5 %-Konfidenzintervalls mit -1.24 EUR/MWh berechnen. Die Technologie ergibt also in diesem

Anwendungsfall mit hoher Wahrscheinlichkeit niedrigere Kosten für die Wärmeübertragung als die Alternative des Neubaus einer parallelen Transportleitung.

Für geringere Auslastungen ist die Verringerung der Übertragungskosten noch markanter, da sich der Kostenvorteil hauptsächlich in der Vermeidung von Investitionskosten ausdrückt. Dieser Zusammenhang ist in folgendem Bild dargestellt:

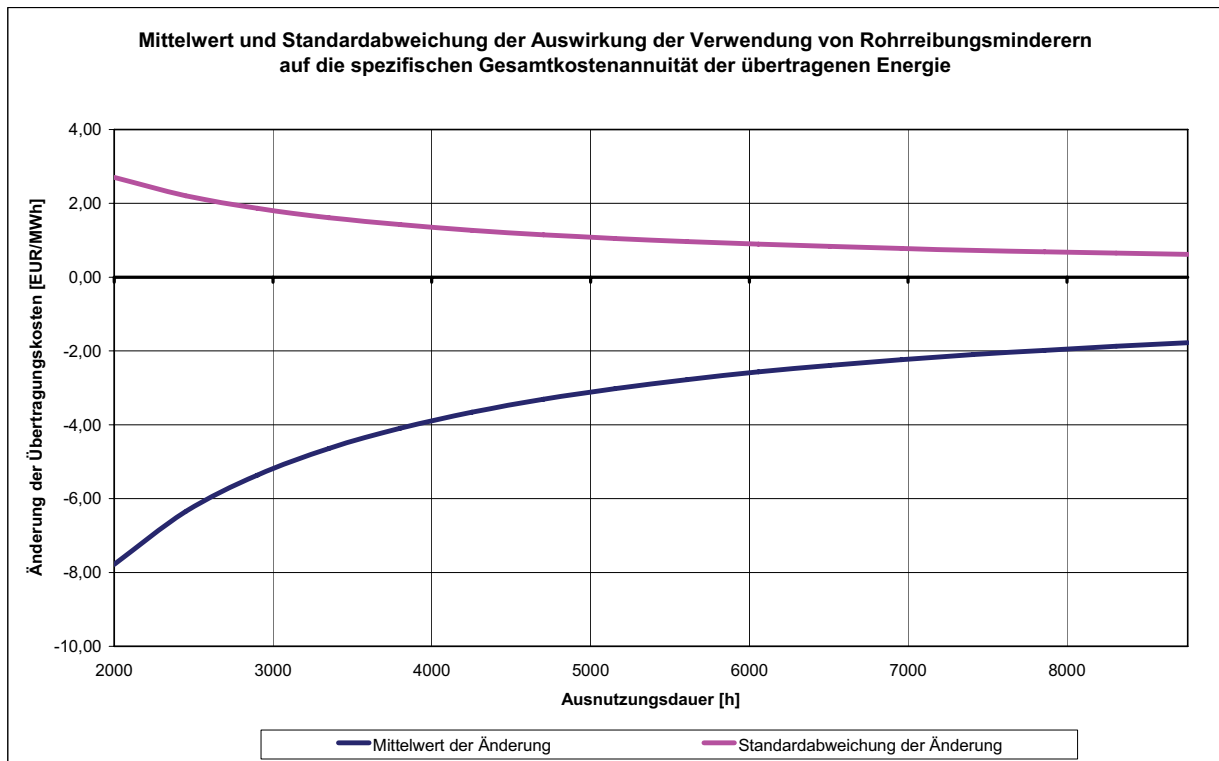


Abbildung 32: Mittelwert und Standardabweichung der Änderung der spezifischen Gesamtkostenannuität über der Ausnutzungsdauer

In dem vorgestellten Anwendungsfall stellt die Anwendung von Rohrreibungsminderern selbst unter Berücksichtigung der zusätzlich notwendigen Wärmeübertragungskapazität eine interessante Alternative zum Neubau einer Übertragungsleitung im Fernwärmenetz dar.

4.3.3 Klärschlamm-trocknung

Die Klärschlamm-trocknung kann weder unter die Erzeugungstechnologien noch unter die Verteiltechnologien eingereicht werden und wird deshalb getrennt behandelt. Der Grund dafür ist, dass der Output der Technologie keine in ein Fernwärmenetz einspeisbare oder in einem Fernwärmenetz übertragene Wärmemenge ist, sondern die Steigerung des Heizwerts eines als Brennstoff einsetzbaren Abfalls.

Der im Mittelwert-Varianz-Portfolio dargestellte Effekt ist somit die auf die Brennstoffenergie bezogene Verringerung/Erhöhung der spezifischen Gesamtkostenannuität. Die spezifische Gesamtkostenannuität bezogen auf die mögliche Wärmeerzeugung kann erst unter Berücksichtigung der zur Verbrennung eingesetzten Technologie (Müllverbrennung, Drehrohrofen der Zementindustrie etc.) berechnet werden.

In der folgenden Tabelle sind die Ergebnisse für Mittelwert und Varianz dieses Effekts dargestellt:

Tabelle 33: Mittelwert und Standardabweichung für Klärschlamm-trocknung mit Abwärme

Technologie	Erwartungswert der Änderung der spezifischen Gesamtkostenannuität bezogen auf die Brennstoffenergie EUR/MWh	Standardabweichung der Änderung der spezifischen Gesamtkostenannuität bezogen auf die Brennstoffenergie EUR/MWh
Klärschlamm-trocknung mit Abwärme	-1,69	32,58

Das Ergebnis der Berechnung ist ein im Mittel positiver Effekt.

Allerdings ist das Ergebnis mit einer vergleichsweise hohen Unsicherheit verknüpft, die sich praktisch zur Gänze aus der Unsicherheit bei den Errichtungskosten der Anlage ergibt. Dieser Berechnung liegt eine Ausnutzungsdauer der Anlage von 7.200 Stunden jährlich, ein Preisniveau der Entsorgungskosten für Klärschlamm von 80 EUR/t (25 % Trockensubstanz) und ein Preis der genutzten Abwärme von 12 EUR/MWh zugrunde. Schon eine geringe Verminderung der Ausnutzungsdauer auf 7.085 Stunden jährlich egalisiert den positiven Effekt der Anlage.

Im Gegensatz dazu erhöht ein Anstieg des Preisniveaus der Entsorgungskosten für Klärschlamm auf 100 EUR/t (25 % Trockensubstanz) den positiven Effekt von der Anlage von -1.69 EUR/MWh auf -31.69 EUR/MWh, weil dann dieselbe Investition einer wesentlich höheren Einnahme gegenüber steht. Die Standardabweichung dieses Werts steigt dabei nur geringfügig auf 37.66 EUR/MWh. Selbst in diesem Fall liegt allerdings die Obergrenze des einseitigen 97.5 %-Konfidenzintervalls bei 42.12 EUR/MWh, was eine Erhöhung der Brennstoffkosten bzw. eine Verringerung des Entsorgungserlöses bedeuten würde.

Einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie hat naturgemäß der Preis, unter dem Abwärme zur Trocknung des Klärschlammes verfügbar ist. Wenn angenommen werden kann, dass die Abwärme ohne Gegenleistung zur Verfügung gestellt wird (oder für die Kühlung sogar ein positiver Effekt angesetzt werden kann), so errechnet sich ein Mittelwert von -16.69 EUR/MWh (der positive Beitrag der Technologie bezogen auf die Brennstoffenergie verzehnfacht sich beinahe). Die Standardabweichung dieses Werts verändert sich allerdings praktisch nicht gegenüber dem Wert in Tabelle 33, weil die Volatilität des Abwärmepreises bereits für die Berechnung der Werte in Tabelle 33 als sehr gering angenommen wurde.

4.3.4 Abnehmeranlagen

In der Kategorie Abnehmeranlagen wurden in der Bewertung der Teilnehmer des Brainstorming-Workshops ausschließlich Technologien der Kälte- und Klimatechnik dem „Stand der Wissenschaft“ zugeordnet.

Die folgende Abbildung zeigt das Mittelwert-Varianz-Portfolio der Abnehmeranlagen:

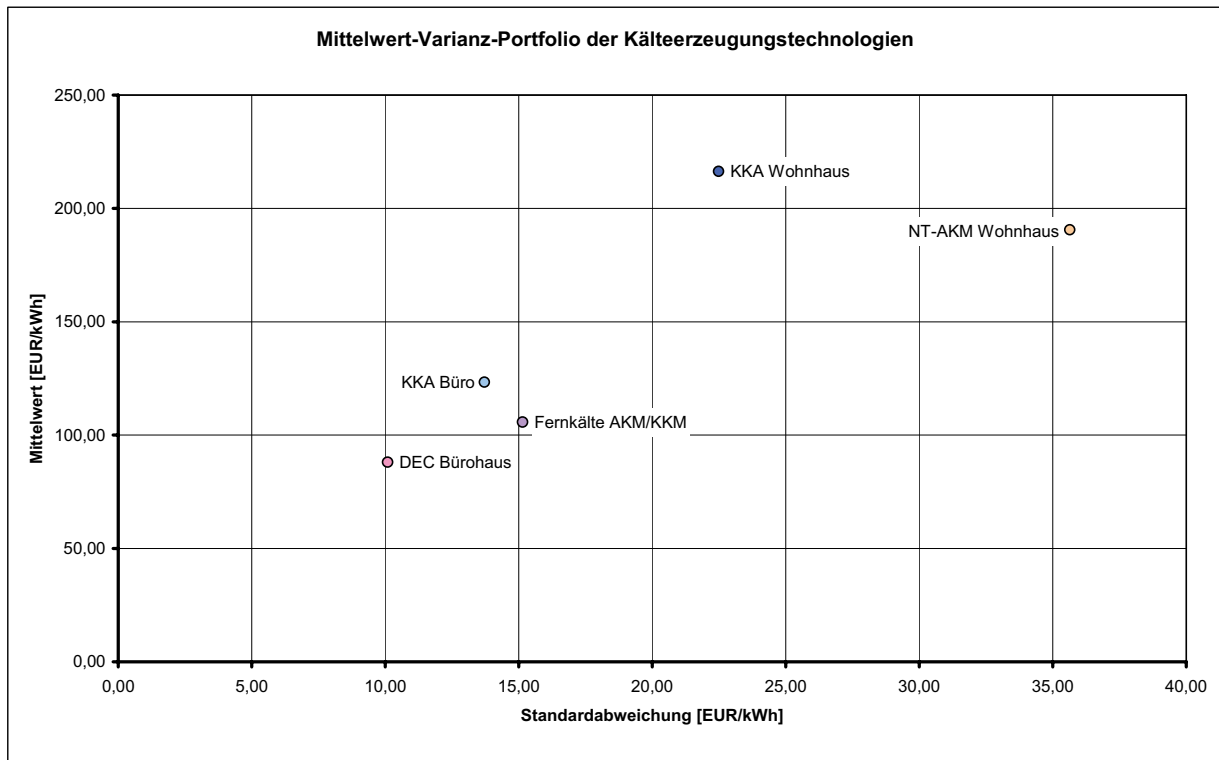


Abbildung 33: Mittelwert-Varianz-Portfolio der Kälteerzeugungstechnologien

Tabelle 34: Legende zum Mittelwert-Varianz-Portfolio

Technologie	Kurzbezeichnung
Kompressionskälteanlage Bürohaus Neubau, ohne Gebäude-Verteilssystem, dezentral, 50 % Lastreserve	KKA Büro
DEC Anlage, fernwärmebeheizt, abzüglich Klimagerät, das ebenfalls ersetzt wird	DEC Bürohaus
Zentrale Kälteerzeugung (2/3 Absorber, 1/3 Kompressor), inkl. Verteilnetz, ohne Gebäude-Verteilssystem, 80 %, 50 % Lastreserve	Fernkälte AKM/KKM
Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschine inklusive Verteilanlage	NT-AKM Wohnhaus
Kompressionskälteanlage Wohnhaus	KKA Wohnhaus

In Abbildung 33 wurden neben den neuen Technologien zur Referenz auch die Kälteerzeugungen mit Kompressionskälteanlagen dargestellt. Die der Abbildung zugrunde gelegten Berechnungsergebnisse sind in der folgenden Tabelle ersichtlich:

Tabelle 35: Erwartungswerte und Standardabweichungen der Kälteerzeugungstechnologien

Technologie	K EUR/MWh	σ_k EUR/MWh
KKA Büro	123,34	13,71
DEC Bürohaus	88,08	10,09
Fernkälte AKM/KKM	105,77	15,14
NT-AKM Wohnhaus	190,64	35,64
KKA Wohnhaus	216,43	22,48

Die Investitionskosten für die Niedertemperatur-Adsorptionskältemaschine (inkl. Verteilsystem) sind derzeit noch nicht bekannt, weil die dargestellte Technologie sich derzeit in Entwicklung befindet. Die eingesetzten Investitionskosten wurden als Zielgröße auf der Basis gleicher oberer Grenzen für das 97.5 %-Konfidenzintervall von Kompressionskälteanlage und Adsorptionskälteanlage dargestellt.

Wie man in Abbildung 33 erkennen kann, ist die Kälteerzeugung im Bürobereich bei der angenommenen Ausnutzungsdauer (1.100 Stunden) und dem angesetzten Preis für die Antriebswärme (12 EUR/MWh) konkurrenzfähig.

In der folgenden Abbildung ist die Sensitivität des Mittelwert-Varianz-Portfolios auf Erhöhungen der Kosten für Antriebswärme dargestellt:

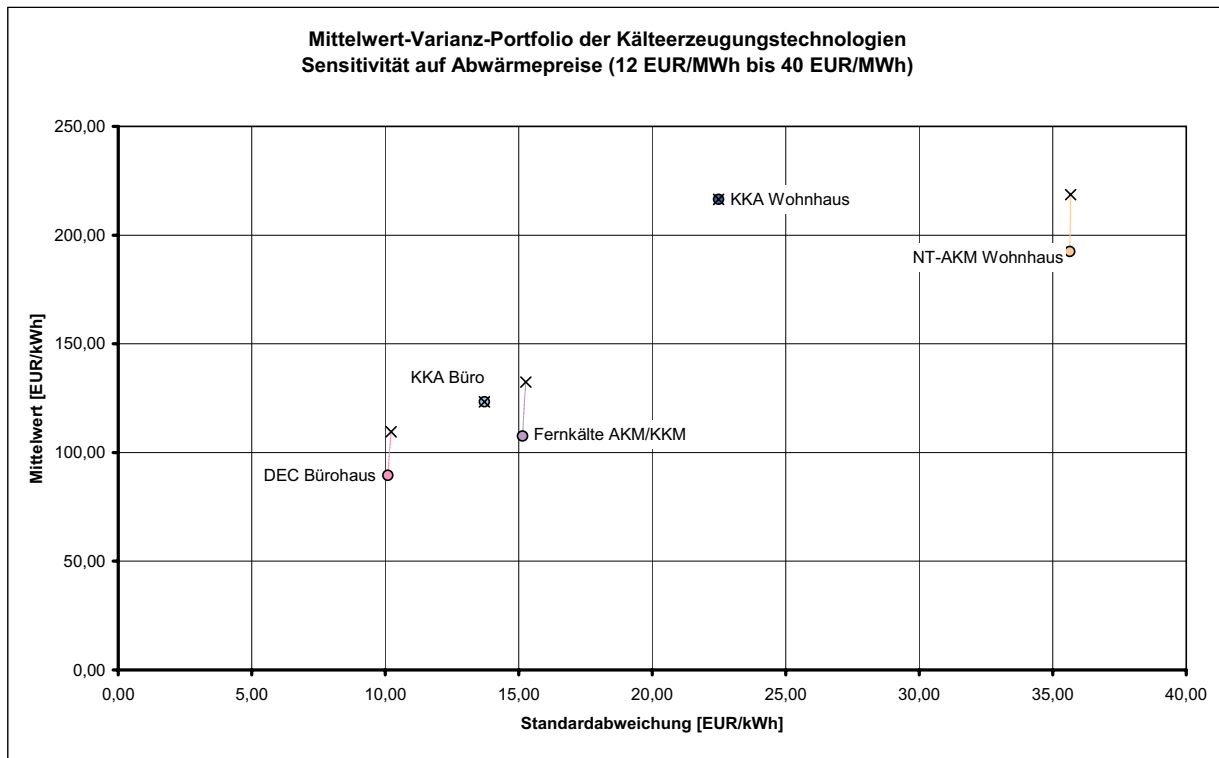


Abbildung 34: Sensitivität des Mittelwert-Varianz-Portfolios auf Erhöhungen des Preises für Antriebswärme

Die Veränderung der Lage der Referenzpunkte im Portfolio, welche durch steigende Preise für Antriebswärme erzeugt werden, macht deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit von Fernkälteanlagen kippen kann, wenn als Antriebswärme die Abwärme von Erdgas-KWK-Anlagen verwendet wird, weil dafür der Abgabepreis (Mischpreis) derzeit in der Größenordnung von 50 EUR/MWh bis 60 EUR/MWh liegt.

Die Verwendung von überschüssiger Abwärme aus Quellen, deren Betrieb nicht nur dem Wärmebedarf des angeschlossenen Fernwärmenetzes unterworfen ist (industrielle Abwärme, Wärme aus Müllverbrennungsanlagen), kann dagegen wesentlich billiger sein, speziell dann, wenn die Last im Netz kontinuierlich kleiner ist als das Wärmedargebot und die Wärme verworfen oder das Netz aktiv gekühlt werden müsste (was in jedem Fall zusätzliche Kosten für Rückkühlanlagen verursachen würde).

In diesem Fall würde bei Verwendung von Ab- und Adsorptionskälteanlagen die notwendige Kühlleistung durch die Rückkühlanlagen der Kältemaschinen zur Verfügung gestellt, die in der Abwärme enthaltene Exergie aber zur Erzeugung eines zusätzlich verkaufbaren Produkts verwendet.

Für die Bewertung der Wärmekosten ist deshalb im Einzelfall eine Analyse des Lastganges der Erzeugungsanlagen und des Netzes erforderlich, um feststellen zu können, welcher Mischpreis für die Antriebswärme angesetzt werden muss.

Langfristig ist also auch zu berücksichtigen, ob das Abwärmeargebot (z.B. aus dem Wachstum des Müllaufkommens) oder die Sommerlast im Fernwärmenetz (beeinflusst durch zusätzliche Abnehmer und Energiesparmaßnahmen) stärker wachsen werden.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf die Kälteerzeugungskosten ist der Bezugspreis für Strom zum Betrieb der Anlagen.

In der folgenden Abbildung ist die Sensitivität des Portfolios auf einer Erhöhung des Strompreises (Energie+Netz+Abgaben) um 50 % dargestellt:

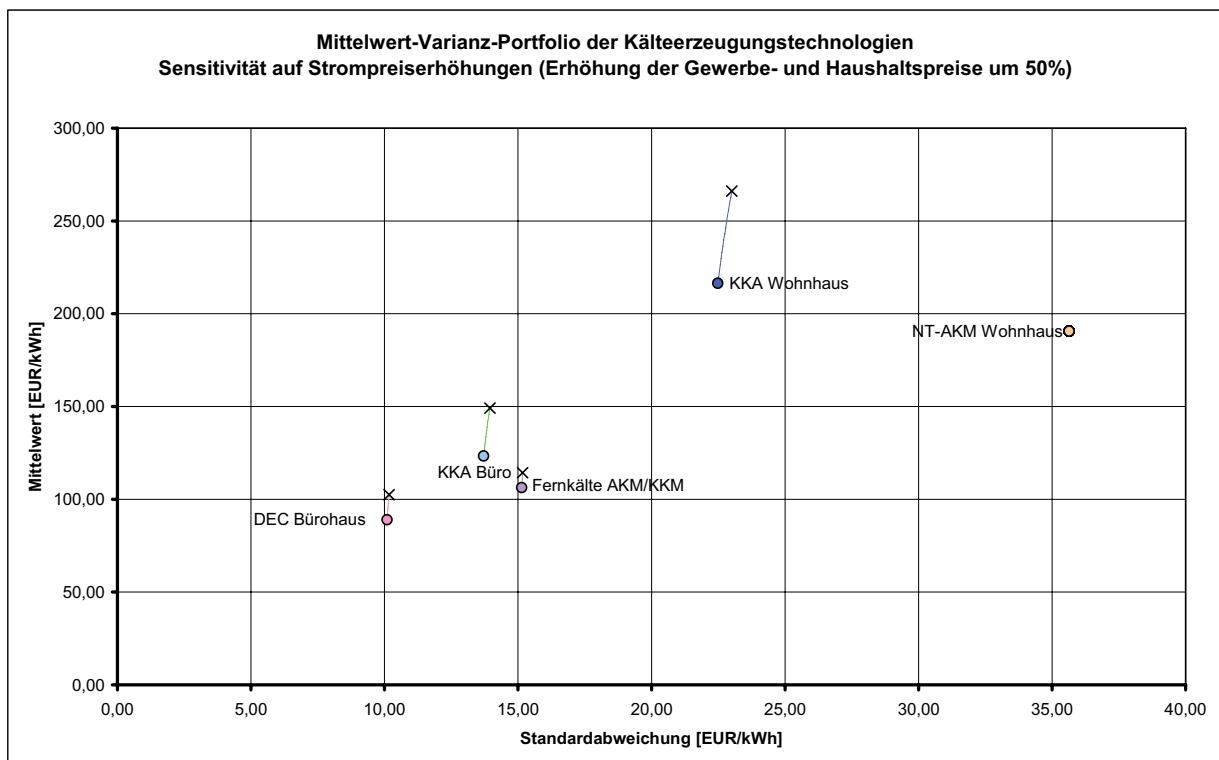


Abbildung 35: Sensitivität des Mittelwert-Varianz-Portfolios auf Erhöhungen des Strompreises

Die Erhöhung des Kältepreises der Fernkälte AKM/KKM ist auf den Anteil der Kompressionskältemaschinen an der gesamten Kälteerzeugung dargestellt, der mit einem Drittel der gesamten Kälteerzeugung angenommen wurde. Bei DEC-Anlagen ist es der anteilige Stromverbrauch am Energieeinsatz, der zu dem dargestellten Anstieg führt.

In dieser Abbildung ist deutlich ersichtlich, dass eine Steigerung der Stromkosten um bis zu 50 % einen deutlichen Vorteil für Ab- und Adsorptionskälteerzeugung bringt.

5 Aktionsplan

Aus der Analyse der Technologien sind 3 Teilbereiche ableitbar, die für die Setzung nächster Schritte interessant sind:

5.1 Erneuerbare Energieträger – Bio-Pyrolyseöl

Österreich gehört neben Italien, den Niederlanden, Dänemark, Griechenland und Spanien zu den europäischen Ländern, in denen aufgrund des wirtschaftlichen und technischen Umfeldes der Einsatz von Bio-Pyrolyseöl wirtschaftliche Anwendungen hat. Dabei schneiden Anwendungen zur reinen Wärmeerzeugung am besten ab. (Bridgewater et. al, 2003). Die Ergebnisse der Studie von Bridgewater et. al (2003) konnten in Rahmen dieser Untersuchung bestätigt werden. Steigende Rohöl- und Erdgaspreise werden diesen Trend sogar noch weiter verstärken.

Die Umwandlung fester Biomasse mit einem geringen volumetrischen Energiegehalt (geschüttetes Hackgut: 2 – 2,5 MJ/l) in ein Pyrolyseöl mit etwa der zehnfachen Energiedichte ist besonders im städtischen Raum interessant, wo die Lagerflächen naturgemäß eingeschränkt oder vergleichsweise teuer sind.

Die volumetrische Verdichtung des Energieträgers an einer zentralen Stelle außerhalb des städtischen Raumes in Pyrolyseanlagen in der Nähe der Energieträgerressourcen und der Transport des „dichten“ Pyrolyseöls sollte als Gesamtkonzept weiterverfolgt werden.

Für Österreich wurden mögliche Herstellkosten für Pyrolyseöl in der Höhe von 31 EUR/MWh abgeschätzt (Bridgewater et al., 2003). Diese Größe bezieht sich auf eine Anlage zur Herstellung von Pyrolyseöl mit einer Verarbeitungskapazität für feste Biomasse von 200.000 t/a (trocken) zu einem Anlieferungspreis von 45 EUR/t (trocken).

Bio-Pyrolyseöl kann als Brennstoff nicht unmittelbar als Ersatz für eine bestimmte Heizölqualität gesehen werden. So ist der Feststoffgehalt (und damit eventuell auch das Staubbildungspotenzial) höher als bei Mineralölen, der Schwefelgehalt ist aber wesentlich niedriger (und damit die Erfordernis einer Rauchgasentschwefelung wie bei Heizöl Schwer nicht gegeben).

Im Zuge der Arbeiten des PyNe Networks wurden bereits technische und nicht-technische Barrieren identifiziert, die noch bewältigt werden müssen.

Die wesentlichen technischen Herausforderungen sind (Bridgewater et al., 2003):

- Bio-Pyrolyseöl neigt zur Phasentrennung, was einen Einfluss auf die Lagerfähigkeit des Brennstoffs hat.
- Bio-Pyrolyseöl ist derzeit noch nicht ausreichend stabil.
- Über die Toxizität gibt es noch keine ausreichend langen Erfahrungen, um eine Aussage machen zu können.
- Der Feststoffgehalt ist für die Anwendung in Kolbenmotoren noch zu hoch. Für die Nutzung in geeigneten Großbrennern (z.B. Lanzenbrennern) stellt dies kein wesentliches Problem dar.

Die größten nicht-technischen Barrieren sind nach Bridgewater et al. (2003):

- Es existieren noch keine Businesspläne, welche die gesamte Wertschöpfungskette von der Biomassebringung bis zur Umwandlung in Strom und/oder Wärme abdecken.
- Bio-Pyrolyseöl muss als Brennstoff standardisiert werden.

- Es müssen die gesetzlichen Voraussetzungen für die stoffliche Einstufung und für Handhabungsvorschriften geschaffen werden. Dies ist insbesondere wichtig als Vorbereitung für behördliche Genehmigungsverfahren, die sonst aufgrund der notwendigen Einzelfallprüfung aufwendig und langwierig werden. In den Niederlanden wird beispielsweise Bio-Pyrolyseöl rechtlich wie Holzteer behandelt.
- Bio-Pyrolyseöl muss von der breiten Öffentlichkeit als erneuerbare Energieform akzeptiert werden. Dafür ist es insbesondere wichtig, Problemfelder wie beispielsweise die Emission von Geruchsstoffen und den Gehalt an aromatischen Kohlenwasserstoffen in den Griff zu bekommen.

Folgende Punkte sollten für die Entwicklung eines Pyrolyseölprojekts im nächsten Schritt abgeklärt werden:

- Derzeit vorhandene Konzepte für Anlagen zur Herstellung von Pyrolyseöl auf ihre Umsetzbarkeit überprüfen.
- Investitionsbedarf
- Verwertungsschiene für Pyrolyseöl (Umrüstung bestehender geeigneter Kesselanlagen, Einsatz in BHKWs)
- Verfügbare Biomasse: Art, Einzugsgebiet, Transportmöglichkeiten, Anlieferungspreis
- Strategische Partnerschaften mit Biomasselieferanten- und Verarbeitern
- Umweltauswirkungen des großtechnischen Einsatzes von Bio-Pyrolyseöl durch Pyrolyseölherstellung, Transport und Verwertung
- Transportlogistik für feste Biomasse und für das Endprodukt
- Lagerungsverhalten von Pyrolyseöl über längere Zeiträume
- Aufstellung von Businessplänen von der Biomassebringung bis zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme
- Patentrechtliche Abklärung
- Genehmigungsrechtliche Erfordernisse für eine Pyrolyseölanlage (Information und Diskussion mit den zuständigen Sachverständigen der zuständigen Genehmigungsbehörde)
- Genehmigungsrechtliche Erfordernisse für Anlagen zur Verwertung von Pyrolyseöl (Abklärung des Emissionsverhaltens, hauptsächlich emittierte Schadstoffe)
- Förderungsmöglichkeiten

5.2 Fossile Energieträger – CO₂-freies Kraftwerk (Carbon Capture and Storage – CCS)

Die Kohlendioxidabscheidung aus dem Umwandlungsprozess fossiler Energiequellen und die Verbringung in dauerhafte Lagerstätten ist ein kontroversielles Thema.

Es ist aber auch nicht von der Hand zu weisen, dass der schnelle Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre eine kurz- bis mittelfristige Lösung für den weiterhin steigenden Verbrauch an fossilen Brennstoffen in Kraftwerken erfordert.

Die möglichen Senken für CO₂ weisen Potenziale auf, die zum Teil um einige Größenordnungen voneinander abweichen.

Geologische Speicherung in Öl- und Gasfeldern

Die kurzfristig am einfachsten umsetzbare Senke ist die Einbringung von CO₂ in erschöpfte Öl- und Gasfelder, weil diese Technik im Rahmen der Gewinnung unkonventioneller Ölreserven bereits heute im Einsatz ist. Die in diesem Fall zur Lösung anstehenden technischen Probleme beschränken sich im Wesentlichen auf die Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Umwandlungsprozess zur Energiegewinnung. Die hier am weitesten entwickelten Technologien sind end-of-pipe-Abtrennungsverfahren, die vor allem für bestehende Emissionsquellen geeignet sind.

Um diese Technologien zum Einsatz bringen zu können, sind aus heutiger Sicht folgende Maßnahmen notwendig:

- Upscaling der bestehenden Anlagen auf Kraftwerksgröße
- Beurteilung der Umweltauswirkungen bei Einsatz der Technologie in Österreich
- Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen im Rahmen des Emissionszertifikatgesetzes (Anerkennung als Senke) und, falls notwendig, im Umwelt- und Anlagenrecht
- Erhöhung der Akzeptanz von CCS in der Bevölkerung und bei politischen Entscheidungsträgern
- Planung und Errichtung einer Demonstrationsanlage zur CO₂-Abscheidung
- Planung und Errichtung der Transportleitungen
- Planung und Errichtung der Einpressanlagen

Diese Senke ist in Österreich auf die Erdöl- und Erdgasfördergebiete in Oberösterreich und Niederösterreich beschränkt. Die jährliche Aufnahmekapazität dieser Lager ist ebenfalls auf etwa 2 bis 2.5 Millionen Tonnen CO₂ beschränkt (Zöglauer, 2005). Ihre Nutzung kann deshalb bestenfalls als Teil einer Übergangslösung angesehen werden.

Für die Anwendung von CCS über die Umrüstung von 2 bis 3 bestehenden Großkraftwerken hinaus sind andere Speicherverfahren notwendig.

Für die Speicherung von molekularem CO₂ in anderen geologischen Formationen als den erwähnten Öl- und Gasfeldern fehlen in Österreich die notwendigen geologischen Untersuchungen.

Die Möglichkeiten, Erfordernisse und Auswirkungen der chemischen Endlagerung in Form von stabilen Mineralkarbonaten sind für Österreich ebenfalls noch nicht untersucht worden. Es gibt für Finnland eine Abschätzung des Potenzials der Nutzung von Magnesiumsilikatlagerstätten zur Einlagerung, die diese Option aufgrund der lokalen Gegebenheiten als interessant beurteilt.

Für dieses Verfahren müssen aber ebenfalls noch die Methoden der beschleunigten Karbonatisierung vom Labormaßstab auf Demonstrationsanlagengröße gebracht werden.

Um diese Speicherform nutzen zu können, sind deshalb folgende Maßnahmen erforderlich:

- Geologische Untersuchung der nutzbaren Minerallagerstätten und Beurteilung der Abbaufähigkeit (bergtechnische und umwelttechnische Beurteilung)
- Untersuchung, in welchem Ausmaß Stahlschlacken nutzbar zu machen sind.
- Untersuchung der Verwertungs- und/oder Entsorgungsmöglichkeiten für die Endprodukte
- Konzeption der Materiallogistik (wird CO₂ oder werden die Mineralien transportiert, wie weit kann man unter bestimmten Zertifikatspreisen transportieren etc.)
- Anlagentechnische Weiterentwicklung der Karbonatisierungsverfahren vom Labormaßstab auf Demonstrationsgröße

- Anlagentechnische Weiterentwicklung der Verfahren zur Abtrennung von CO₂ (pre-combustion, post-combustion, oxy-fuel burning)
- Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen im Rahmen des Emissionszertifikategesetzes (Anerkennung als Senke) und, falls notwendig, im Umwelt- und Anlagenrecht

In jedem Fall ist es notwendig, die Akzeptanz von CCS in der Bevölkerung und bei politischen Entscheidungsträgern in Österreich überhaupt erst zu erzeugen, weil diese Variante der Verringerung des CO₂-Ausstoßes derzeit (naturgemäß) hauptsächlich von den Herstellern fossiler Brennstoffe unterstützt wird.

5.3 Multifunktionale Energieversorgung – Klima- und Kältetechnik

Klimatisierung mit Abwärme ist als Technologie so weit entwickelt, dass ihr Einsatz im gewerblichen Bereich sofort möglich ist. Für den Einsatz im privaten Bereich oder bei niedrigen Abwärmeebenen ist noch Entwicklungsarbeit in der Anlagentechnik notwendig.

Klimatisierung von Bürogebäuden

Die wesentliche Hürde für den Einsatz dieser Technologie ist die wirtschaftliche Bewertung der zur Verfügung stehenden Wärmequelle.

Folgende Maßnahmen sind zur Weiterentwicklung dieses Markts aus heutiger Sicht notwendig:

- Untersuchung der zeitlichen Verläufe des Wärmeeinbaus und des Kältebedarfs, um die zeitliche Korrelation abschätzen zu können.
- Entwicklung eines Konzepts zur technischen Bewertung, welche Wärmequellen in solchen Perioden zur Verfügung stehen, in denen der Wärmebedarf der Kältemaschinen nicht aus dem Abwärmeeinbau gedeckt werden kann.
- Technisch/wirtschaftliche Bewertung der Alternative zur Abwärmeverwendung in Kältemaschinen: Sind Investitionen oder Betriebskosten für Kühlanlagen notwendig oder gibt es eine Alternative, die zusätzliche Einnahmen ermöglicht?
- Technische Bewertung, ob durch die neuen Fernwärmeabnehmer zur Kälteerzeugung geänderte Betriebszustände im Fernwärmenetz auftreten, welche die Netzverluste signifikant verändern können.
- DEC-Anlagen: hier ist eine Einzelfallprüfung notwendig, ob die lüftungstechnischen Voraussetzungen für die Erweiterung der Lüftungsanlage zur DEC-Anlage gegeben sind und ob die DEC-Anlage die geforderten Komfortbedingung einhalten kann.

Klimatisierung im Kleingewerbe und im Wohnbereich

Für die Anwendung im kleingewerblichen und privaten Bereich, wo die Kältemaschinen nur mit niedrigeren Fernwärmepreisen versorgt werden können, sind noch technologische Entwicklungsschritte zur Weiterentwicklung von Adsorptions-Kältemaschinen notwendig, die aber bereits in Angriff genommen wurden.

Um mit den alternativen Kühlmöglichkeiten über Kompressions-Klimageräte konkurrieren zu können, ist aus heutiger Sicht eine spezifische Investition für die Gebäudekühlung (Adsorptionskältemaschine, Gebäude-Verteilsystem und Wohnungs-Verteilsystem) von etwa 720 EUR/kW_{th} (bei 40 EUR/MWh Abwärmepreis) bis 815 EUR/kW_{th} (bei 12 EUR/MWh Abwärmepreis) notwendig. Diese Werte wurden unter der Bedingung von gleichen oberen Grenzen des einseitigen 97,5 %-Konfidenzintervalls der langfristigen Kältegestehungskosten ermittelt.

Zur Weiterentwicklung dieses Markts sind deshalb aus heutiger Sicht folgende Maßnahmen notwendig:

- Weiterentwicklung von Adsorptionskältemaschinen im unteren Leistungsbereich bis zur Marktreife
- Entwicklung von technischen Konzepten für Kälteerzeugungszentralen und Gebäude-Verteilssysteme, die unter den oben genannten spezifischen Kosten realisiert werden können.
- Wie bei den fernwärmeversorgten Klimaanlageanlagen für Bürogebäude ist eine wirtschaftliche Bewertung der Antriebswärme wichtig:
 - Wie passen die zeitlichen Verläufe des Wärmeeinbaus und des Kältebedarfs zusammen?
 - Welche Wärmequellen stehen in solchen Perioden zur Verfügung, in denen der Wärmebedarf der Kältemaschinen nicht aus dem Abwärmeeinbau gedeckt werden kann?
 - Was ist die Alternative zur Abwärmeverwendung in Kältemaschinen? Sind Investitionen oder Betriebskosten für Kühlanlagen notwendig oder gibt es eine Alternative, die zusätzliche Einnahmen ermöglicht?
 - Treten durch die neuen Abnehmer geänderte Betriebszustände im Fernwärmenetz auf, welche die Netzverluste verändern?

6 Projektpipeline

Der zuvor dargestellte Aktionsplan ist die Basis für die Definition einer Projektpipeline, die als Startbasis für den Entwicklungspfad der städtischen Fernwärmeversorgungsanlagen hin zur multifunktionalen Energieversorgung dienen kann.

Projekt 1

Technisch/wirtschaftlich/rechtliche Machbarkeitsstudie für die Errichtung einer Bio-Pyrolyseölanlage in Wien/NÖ und der Zulieferlogistik zu Abnehmern im Umkreis von 200 km

Ziel:

Nachweis der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Machbarkeit zur Errichtung einer Anlage zur Herstellung von Bio-Pyrolyseöl mit einer Verarbeitungskapazität von ca. 200.000 t Biomasse/Jahr

Inhalt:

- Technisches Vorprojekt
- Standortsuche und Standortbewertung
- Erarbeitung von Schätzungen für Investitionen, Betriebskosten und Anlagenlebensdauer
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Realisierungskonzept

Mögliche Partner zur Umsetzung:

- Österreichische Bundesforste
- Waldbesitzer-Landesverbände
- Anlagenbauer
- Pyrolysis Network (IEA Task 34)

Projekt 2

Umrüstung eines Brenners einer bestehenden Ölkesselanlage auf Bio-Pyrolyseölbetrieb

Ziel:

Demonstration der technischen Machbarkeit, der Standzeit von Brenneranlagen und der Haltbarkeit von Bio-Pyrolyseöl über längere Zeiträume unter normalen Betriebsbedingungen

Inhalt:

- Selektion einer geeigneten bestehenden Ölkesselanlage
- Selektion eines geeigneten Bio-Pyrolyseöls
- Planung der Umrüstung eines Brenners der Ölkesselanlage auf Betrieb mit Bio-Pyrolyseöl
- Durchführung der behördlichen Genehmigungsverfahrens zum Regelbetrieb einer Kesselanlage mit Bio-Pyrolyseöl
- Beschaffung von geeignetem Bio-Pyrolyseöl
- Ausschreibung, Beschaffung und Installation von Brenner, Tankanlage, Nebeneinrichtungen und Messgeräten
- Inbetriebnahme und Langzeitversuch (ca. 2 Jahre)

Mögliche Partner zur Umsetzung:

- Hersteller von Bio-Pyrolyseöl
- Anlagenhersteller
- PyNe Task 34

Projekt 3

Rechtlicher Rahmen für die Herstellung und Verwendung von Bio-Pyrolyseöl in Österreich

Ziel:

Erhebung des aktuellen rechtlichen Rahmens (Anlagenrecht, Umweltrecht, Steuerrecht, Arbeitssicherheit, Chemikalienrecht etc.) und der notwendigen Änderungen im österreichischen Rechts- und Normenbestand für die Schaffung von Rechtssicherheit

Inhalt:

- Zusammenstellung der relevanten Rechtsgebiete und Normenbestände
- Darstellung des aktuellen rechtlichen Status von Bio-Pyrolyseöl, seinen Inhaltsstoffen und von den Anlagen zur Herstellung und zur Umwandlung in andere Energieformen (Kesselanlagen, Kolbenmotoren, Gasturbinen etc.), Vergleich mit anderen EU Staaten
- Beispielhafte Darstellung der technischen Informationen einer Produktionsanlage für Bio-Pyrolyseöl
- Beispielhafte Darstellung der technischen Informationen von Anlagen zur Umwandlung in Strom und Wärme
- Umfrage bei relevanten Sachverständigen der zuständigen Genehmigungsbehörden über den Informationsbedarf zur Anlagengenehmigung der Produktionsanlagen und der Anlagen zur Energieumwandlung und Erarbeitung einer Gap-Analysis im Zuge von Workshops mit den Sachverständigen und anderen Experten im Anlagen-, Chemikalien und Umweltrecht
- Feststellung des Normungsbedarfes

Möglich Partner zur Umsetzung:

- Genehmigungsbehörden
- Normungsinstitutionen
- PyNe Task 34
- Projektentwickler

Projekt 4

Geologische Untersuchung nutzbarer Minerallagerstätten für mineralische CO₂-Speicherung

Ziel:

Potenzialuntersuchung über die Lagerstätten und die Abbaumöglichkeiten für Minerale zur Karbonatisierung mit CO₂ aus der Energieumwandlung

Inhalt:

- Literaturrecherche zu in Frage kommenden Mineralien und ihrem CO₂-Einbindungspotenzial (v.a. Magnesiumsilikate)

- Literaturrecherche zu bekannten Vorkommen der identifizierten Mineralien
- Recherche über alternative Materialien zur Karbonatisierung (Stahlschlacke, alkalische Aschen etc.)
- Potenzialabschätzung

Mögliche Partner für die Umsetzung:

- Montanuniversität Leoben
- Energy Centre of the Netherlands, Clean Fossil Fuels Unit

Projekt 5

F&E-Projekt Mineralische Karbonatisierung von abgedichtetem CO₂ auf Demonstrationsanlagengröße

Ziel:

Up-scaling von Karbonatisierungsverfahren, die auf Laborgröße funktionieren, auf die Größe einer Demonstrationsanlage

Inhalt:

- Auswahl des Karbonatisierungsprozesses, der unter Berücksichtigung der Kosten, der verfügbaren Mineralien und der Umweltauswirkungen für Österreich am besten geeignet ist.
- Auswahl der CO₂-Quelle (Anlage, die mit einem System zur Abscheidung ausgerüstet ist)
- Verfahrenstechnische Auslegung der Komponenten
- Installation, Inbetriebnahme und Probetrieb
- Langzeitversuch

Mögliche Partner bei der Umsetzung:

- Montanuniversität Leoben
- Energy Centre of the Netherlands, Clean Fossil Fuels Unit
- Anlagenbauer

Projekt 6

Rechtlicher Rahmen für Carbon Capture and Storage in Österreich

Ziel:

Erhebung des aktuellen rechtlichen Rahmens (Anlagenrecht, Umweltrecht, Emissionszertifikatgesetz, Arbeitssicherheit, Chemikalienrecht etc.) und der notwendigen Änderungen im österreichischen Rechts- und Normenbestand für die Schaffung von Rechtssicherheit

Inhalt:

- Zusammenstellung der relevanten Rechtsgebiete und Normenbestände
- Darstellung des aktuellen rechtlichen Status von CCS in Österreich, Vergleich mit anderen EU Staaten
- Beispielhafte Darstellung der technischen Informationen eines CCS-Systems und seiner Komponenten (Abscheidung, Transport, Einspeicherung, mineralische Karbonatisierung)

- Umfrage bei relevanten Sachverständigen der zuständigen Genehmigungsbehörden über den Informationsbedarf zur Anlagengenehmigung der Systemkomponenten und Erarbeitung einer Gap-Analysis im Zuge von Workshops mit den Sachverständigen und anderen Experten im Anlagen-, Chemikalien- und Umweltrecht
- Feststellung des Normungsbedarfes

Möglich Partner zur Umsetzung:

- Genehmigungsbehörden
- Normungsinstitutionen
- VEÖ, Fachverband Gas Wärme

Projekt 7

Strategische Umweltprüfung für Carbon Capture and Storage in Österreich

Ziel:

Strategische Überprüfung und Bewertung der möglichen Umweltauswirkungen von Carbon Capture and Storage in Österreich

Inhalt

- Definition des Umfangs von „CCS in Österreich“
- Beschreibung der geplanten Maßnahmen
- Erstellung eines Umweltberichts gemäß Anhang I der Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates
- Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung

Mögliche Partner der Umsetzung:

- VEÖ
- OMV, RAG
- Genehmigungsbehörden

Projekt 8

Demonstrationsprojekt Klimatisierung in Wohngebäuden mit Fernwärme

Ziel:

Umsetzung eines Demonstrationsprojekts mit Errichtung einer Kühlzentrale mit Absorptionskühlung und Errichtung eines Fernkältenetzes

Inhalt:

- Akquisition eines Kühlobjekts
- Planung und Errichtung der Anlagen
- Begleitende Kontrolle der Zielerreichung hinsichtlich der wirtschaftlichen und ökologischen Parameter (z.B. Kältegestehungskosten, CO₂-Einsparung)

Mögliche Partner für die Umsetzung:

- Architekturbüros

- Bauträger
- Planer für Klima- und Kälteanlagen

Projekt 9

Konzept für die Klimatisierung mit Fernwärme in bestehenden und neuen Wohngebäuden

Ziel:

Erstellung und von technischen und wirtschaftlichen Konzepten für die Installation von fernwärmebetriebenen Klimaanlageanlagen in bestehenden und neuen Wohngebäuden und im kleingewerblichen Bereich

Inhalt:

- Erarbeitung von technischen Konzepten für beide Anwendungsfälle für die Integration der neu entwickelten Klein-Adsorptionsanlagen in die Gebäudeklimatisierung
- Erstellung von Auslegungsrichtlinien
- Erstellung von Regelkonzepten
- Erarbeitung von Businessplänen und die Identifikation von Risikofaktoren
- Ausarbeitung technischer Standards für die Installation fernwärmebetriebener Kälteerzeugung, der Kälteverteilung im Gebäude und der notwendigen Installationen in Wohn- und Geschäftsräumen

Mögliche Partner für die Umsetzung:

- Planer
- Anlagenbauer

Projekt 10

Bewertung der Antriebswärmekosten für Klimatisierung mit Fernwärme

Ziel:

Erstellung der Grundlagen für eine Prozesskostenrechnung zur Bewertung der Kosten für die Antriebswärme

Inhalt:

- Aufnahme und/oder Prognose der Bedarfsprofile der fernwärmebetriebenen Klimaanlageanlagen
- Aufnahme des bedarfsabhängigen Versorgungsprofils der Wärmeerzeugungsanlagen
- Erstellung von technischen Konzepten für die Behandlung von Überschusswärme (Müllverbrennungsanlagen, sonstige Abwärmequellen)
- Gesamtkostenoptimierung der Fernwärmeversorgung unter Berücksichtigung der zusätzlichen Einnahmen aus der Klimatisierung und der Kosten für die Kühlung des Fernwärmenetzes bei überschüssigem Wärmeaufkommen (Sommerbetrieb) über das Jahresverbrauchsprofil
- Ermittlung der zurechenbaren Kosten für die Antriebswärme der fernwärmebetriebenen Klima- und Kälteanlagen

Mögliche Partner für die Umsetzung:

- Fernwärme Wien GmbH
- Stadtwerke St. Pölten

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Die Untersuchungen der Entwicklung eines Pfades für die nachhaltige Entwicklung städtischer Fernwärmesysteme zur multifunktionalen Energieversorgung hat drei Technologiefelder aufgezeigt, die für die technologische und wirtschaftliche Weiterentwicklung eine zentrale Rolle spielen können.

7.1 Technologiefeld 1: Erneuerbare Energien – flüssige erneuerbare Brennstoffe durch Pyrolyse

Eines der Hauptprobleme der Anwendung erneuerbarer Energieformen in städtischen Fernwärmesystemen ist die hohe Energieverbrauchsichte in Städten, denen ein großer Einzugsbereich für die absolut benötigte Energiemenge gegenübersteht.

Darüber hinaus passt bei Fernwärmesystemen aufgrund der starken Konzentration des Energieverbrauchs auf die Wintermonate das Verbrauchsprofil nicht zum meist kontinuierlichen Angebot an erneuerbaren Energieformen wie der Sonneneinstrahlung oder der kontinuierlichen Bringung von Biomasse aus der Forstwirtschaft.

Die Folge sind Probleme mit dem Transport und der Speicherung von erneuerbaren Energieformen, sei es in Form von Wärme oder chemisch gebundener Energie.

Bei fester Biomasse manifestiert sich diese Problematik in Form von großen Lagerflächen für Brennstoffe bei herkömmlichen Biomasseheizwerken, die auch bei vergleichsweise geringen Produktionskapazitäten der Verbrennungsanlagen bereits den größten Teil der benötigten Fläche einnehmen.

Durch die Umwandlung der festen Biomasse in Form von Schüttgut in einen flüssigen Brennstoff durch moderne Formen der Pyrolyse (Flash-Pyrolyse) ist die Erhöhung des volumetrischen Energieinhalts um etwa den Faktor 10 möglich.

Dadurch werden Konzepte der dezentralen Biomassebringung, der zentralisierten Verarbeitung zu einem Brennstoff mit einem hohen räumlichen Energieinhalt und der Lagerung dieses Brennstoffes vor Ort in städtischen Ballungsgebieten möglich.

Verglichen mit Heizölen hat der entstehende Brennstoff nur etwa den doppelten Bedarf an Tankraum, was entweder durch einen höheren Umschlag des Tankinhalts, auch in Kombination der Vergrößerung des Tankvolumens, ausgeglichen werden könnte.

Schlussfolgerungen

- Für die Verwendung des Bio-Pyrolyseöls in großen Brenneranlagen liegen bereits positive Betriebserfahrungen vor. Hier ist es vor allem notwendig, die Umweltauswirkungen der Verwendung dieses alternativen Brennstoffes bei Einsatz in Großkesselanlagen in Bezug auf den Schadstoffausstoß zu untersuchen und einen eventuell entstehenden Nachrüstbedarf für die Rauchgasreinigung zu ermitteln.
- Die Verwendung in langsam laufenden Kolbenmotoren oder in Gasturbinenanlagen befindet sich derzeit in Entwicklung, wobei das Hauptproblem die Nachbehandlung des Bio-Pyrolyseöls zur Stabilisierung des Qualität des Endprodukts ist.
- Aus wirtschaftlicher Sicht ist bei Erreichung der Kostenziele für die Produktion des Bio-Pyrolyseöls dieser Brennstoff vorerst vor allem für den Einsatz in Wärmeversorgungsanlagen eine wirtschaftlich interessante Alternative, die auch technologisch beherrschbar ist.

Ausblick

- Kraft- Wärme-Kopplung

Die Verwendung von Bio-Pyrolyseöl in Kraft-Wärme-Kopplungen mit interner Verbrennung (Gasmotoren, Gasturbinen) ist eine mittelfristige Option, die in etwa fünf Jahren Anwendungsreife erlangen wird und dann, ebenfalls unter Voraussetzung der Erreichung der Kostenziele bei der Herstellung von Bio-Pyrolyseölen, bei einem langfristig höheren Preisniveau für Erdöl und Erdgas eine nicht nur ökologisch wichtige sondern auch wirtschaftlich interessante Alternative darstellt.

- Bio-Raffinerie

Ein weiterer Vorteil der Herstellung von Bio-Pyrolyseöl ist die Möglichkeit, unterschiedliche feste Biomassesorten durch Pyrolyse zum Großteil in einen flüssigen Brennstoff umwandeln zu können.

Hier ist, ähnlich wie bei einer Mineralölraffinerie, aus heutiger Sicht aber noch die Entwicklung von Nachbehandlungsschritten erforderlich, um den Abnehmern eine kontinuierlich konstante Produktqualität garantieren zu können. Hier besteht auch noch Normungsbedarf, sowohl für die Anwendung im mobilen Bereich als auch für stationäre Anwendungen.

Das Ziel ist die Entwicklung einer Bio-Raffinerie in Analogie zu Mineralölraffinerien. Auch die Beimischung des Bio-Pyrolyseöls zu herkömmlichen Mineralölen ist eine mögliche Entwicklungsrichtung, dabei ist aber die Notwendigkeit der Herstellung von Emulsionen aufgrund der nicht gegebenen Löslichkeit von Bio-Pyrolyseöl in Mineralölen ein Hemmnis.

Empfehlungen

- Das Potenzial für die Herstellung von Bio-Pyrolyseöl sollte in Form einer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie für die Errichtung einer Bio-Pyrolyseölanlage untersucht werden.
- Die Möglichkeit zum Einsatz von Bio-Pyrolyseöl in Großkesselanlagen sollte in Form eines Demonstrationsprojekts umgesetzt werden.
- Die technologische Entwicklung der Gasmotoren und Gasturbinen, die auch Bio-Pyrolyseöl einsetzen können, sollte beobachtet werden. Wenn die Standfestigkeit dieser Anlagen und/oder die Qualität von Bio-Pyrolyseöl entsprechend gesteigert werden kann, ist die Errichtung einer Demonstrationsanlage zu überlegen.
- Der rechtliche Rahmen für die Herstellung, Handhabung und Verwendung von Bio-Pyrolyseöl als Brenn- und Treibstoff sollte untersucht werden. Der Normungsbedarf für die Standardisierung von Brenn- und Treibstoffen aus Bio-Pyrolyseöl sollte untersucht werden.

7.2 Technologiefeld 2: Fossile Energieträger – CO₂-freies Kraftwerk

Die Abscheidung von Kohlenstoff in Form von CO₂ aus dem Prozess der Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen wird seit einigen Jahren vor allem von Vertretern der Erdöl- und Erdgaswirtschaft verfolgt, um einen Ausweg aus der Treibhauswirksamkeit der fossilen Energieversorgung zu finden.

Deshalb wurden und werden die Möglichkeiten zur Abscheidung und zur Endlagerung von CO₂ derzeit mit hohem Aufwand untersucht. Ein Beispiel dafür ist beispielsweise das „CO₂ Capture Project“, an dem schon in der ersten Phase (2000–2004) so namhafte Institutionen und Firmen wie die EU, das US Department of Energy, BP, Shell, ChevronTexaco, Statoil, Norsk Hydro und andere¹² teilgenommen haben und das sich derzeit in der zweiten Phase (2005–2007) befindet.

¹² Siehe auch <http://www.co2captureproject.org/contacts/contacts.htm>

In Österreich ist die dort untersuchte Möglichkeit der Abscheidung und Einspeicherung von CO₂ in ausgebeutete Öl- und Gasfelder bestenfalls als Teillösung zu sehen, weil das jährliche Einspeichervolumen auf etwa 2 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr beschränkt ist (etwa 20 % der Zuteilung an CO₂-Zertifikaten zur Strom- und Wärmeerzeugung im Zeitraum 2005–2007) und die Gesamtkapazität ebenfalls begrenzt ist.

Deshalb stellt sich diese Option als Brückentechnologie dar, die Zeit für die weitere Verbreitung erneuerbarer Energien schafft.

Die weitere Option der mineralischen Karbonatisierung von alkalischen Mineralien und deren Verwendung in Produkten oder ihre Deponierung (der größte Teil des auf der Erde vorhandenen Kohlenstoffs ist in der Erdkruste in Form von stabilen Karbonaten gespeichert) ist derzeit noch nicht weit genug entwickelt, um konkrete Aussagen über die Anwendbarkeit zu machen. Es fehlen weiters Abschätzungen des Potenzials dieser Option für Österreich. Ausreichende Potenziale vorausgesetzt, stellt diese Option aber auch die Möglichkeit einer aktiven CO₂-Senke dar, wenn das CO₂ aus der Energieumwandlung nachhaltiger Energieträger wie beispielsweise flüssiger, fester oder gasförmiger Biomasse abgeschieden wird und in stabilen Karbonaten in der Erdkruste abgelagert wird.

Schlussfolgerungen

- Für die Abscheidung von CO₂ aus dem Prozess der Energiegewinnung werden derzeit die notwendigen Technologien entwickelt, wobei einige davon in kleinerem Maßstab schon kommerziell in anderen Anwendungsbereichen (z.B. in der Düngemittelherstellung) eingesetzt werden. Diese Verfahren sind vor allem für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke einsetzbar.
- Die untersuchten Technologien sind ab CO₂-Zertifikatspreisen von etwa 40 EUR/tCO₂ wirtschaftlich einsetzbar, wenn das CO₂ in bestehende Öl- und Gasfelder eingespeichert werden kann. Mineralische Karbonatisierung ist deutlich teurer, hat aber weltweit gesehen ein wesentlich größeres Potenzial.
- Weil die Treibhausgasemissionen in Österreich derzeit weit über den Zielwerten des Kyoto-Protokolls liegen und weil auch jene Großkraftwerke zur Strom- und Wärmeversorgung, welche im nächsten Jahrzehnt errichtet werden und dann über mehrere Jahrzehnte in Betrieb stehen, fossil befeuert sein werden, ist die Umsetzung von Maßnahmen notwendig, die über die reine Effizienzsteigerung in der Versorgungskette hinausgehen.
CO₂-Abscheidung und -Speicherung könnte eine dieser Maßnahmen sein. Ein Problem für die Umsetzung dieser Alternativen ist aber die fehlende Akzeptanz für diese Technologien in der Öffentlichkeit und die teilweise noch fehlenden Untersuchungen der Umweltauswirkungen.

Ausblick

- CO₂-Abscheidung und -Speicherung wird weltweit an Bedeutung gewinnen, weil sie von sehr starken Interessensgruppen gefördert wird, was zu einer technologischen Weiterentwicklung führen wird, und weil die Ausweitung der Nutzung fossiler Energieträger absehbar ist.
- Die Kapazität der Speicherung in bestehende Öl- und Gasfelder in Österreich ist auf etwa 2 Mio. tCO₂/Jahr beschränkt. Diese Option wird deshalb nur bedingt zur Erreichung des Kyoto-Ziels beitragen können
- Die Speicherung in Form von stabilen Karbonaten ist in Österreich noch nicht untersucht worden. Es fehlen vor allem Abschätzungen, welches Potenzial dafür in Österreich vorhanden ist.

Empfehlungen

- Das Potenzial in Österreich für mineralische Karbonatisierung mit CO₂ aus dem Energiegewinnungsprozess und die damit verbundenen Kosten sollten abgeschätzt werden.

- Die Umweltauswirkungen von CO₂-Abscheidung und -Speicherung sollten (beispielsweise im Rahmen einer strategischen Umweltprüfung) untersucht werden.
- Wenn die mineralische Karbonatisierung in Österreich ein interessantes Potenzial aufweist und keine negativen Umweltauswirkungen zu erwarten sind, dann sollte die technologische Entwicklung von mineralischer Karbonatisierung vom Labormaßstab auf Demonstrationsanlagengröße unterstützt werden.
- Der rechtliche Rahmen, in dem CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Österreich durchgeführt werden kann, sollte untersucht werden.

7.3 Technologiefeld 3: Multifunktionale Energieversorgung – Klimatisierung mit Fernwärme

Die Möglichkeit, Kälte aus Wärme zu erzeugen, ist zwar schon lange bekannt, erst in den letzten Jahren sind aber die Betriebsparameter, insbesondere das notwendige Temperaturniveau der Antriebswärme für die dafür notwendigen Anlagen, auf ein Niveau abgesunken, dass sie auch mit herkömmlichen Fernwärmenetzen im Sommer erreicht werden können.

Die Verwendung von Fernwärme zur Klimatisierung verursacht auf der Aufbringungsseite im Sommer vor allem einen Effizienzgewinn beim Betrieb von stromgeführten KWK-Anlagen, da die zu erzeugende Strommenge durch Kompressionskälteanlagen nicht erhöht wird (und damit der Gesamtjahresnutzungsgrad der Anlage nicht sinkt) und andererseits die Abwärmennutzung in sonst lastschwachen Zeiten erhöht wird, was zu einer Erhöhung des Gesamtjahresnutzungsgrades der stromgeführten KWK-Anlagen führt. Weiters wird durch die höhere Netzauslastung im Sommer eine Vergleichmäßigung der übertragenen Wärmeleistung erreicht, was sich ebenfalls in einer Erhöhung des Jahresnutzungsgrades des Fernwärmenetzes ausdrückt.

Der positive Effekt auf die CO₂-Emissionen durch den Einsatz fernwärmebetriebener Kälteerzeugungsanlagen wurde bereits in Studien nachgewiesen (Simader & Rakos, 2005).

Außerdem kann die Abwärme aus Anlagen, deren Abwärmepotenzial nicht (oder nur begrenzt) an die Wärmelast im Netz angepasst werden kann, auch im Sommer genutzt werden. Dies trifft insbesondere auf industrielle Abwärme (z.B. aus industriellen KWK-Anlagen oder Prozessabwärme) und auf Müllverbrennungsanlagen zu.

Im Anwendungsbereich dieser Technologien sind zu unterscheiden:

- Bürogebäude im gewerblichen Bereich
- Wohngebäude (und Kleingewerbe)

Diese Unterscheidung ist vor allem aufgrund der zum Teil stark unterschiedlichen Ausnutzungszeiten notwendig, was einen wesentlichen Einfluss auf die Kältegestehungskosten hat.

Eine weitere Unterscheidung ist zwischen

- der Nachrüstung von Klimaanlagen in bestehenden Gebäuden, sowie
- der Ausrüstung von Neubauten mit Klimaanlagen

zu treffen. Die sich daraus ergebenden Geschäftsfelder erfordern unterschiedliche technische und wirtschaftliche Konzepte.

Einer der Hauptparameter für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist der Preis der notwendigen Antriebswärme, der im Einzelfall aufgrund der vorhandenen Wärmeerzeugungsstruktur zu berechnen ist und auf den die Profile von Stromnachfrage, Wärmenachfrage, Abwärmeangebot, Strom-

Einspeisetarifen und den Bezugspreisen für Sekundär- und Endenergieträger (Biomasse, Erdgas, Heizöl) sowie den Erlösen/Kosten für eine alternative Abwärmeverwendung einen Einfluss haben.

Schlussfolgerungen

- Die Klimatisierung mit Fernwärme stellt eine ökologisch und wirtschaftlich interessante Alternative zu herkömmlichen Systemen auf Basis von Kompressionskältemaschinen dar.
- Dort wo bereits jetzt Lüftungsanlagen installiert sind, ist der Einsatz von DEC-Anlagen eine wirtschaftlich interessante Alternative, wenn für die Einhaltung eines Komfortbereichs für die Luftkonditionierung keine zu engen Grenzen gesetzt werden
- Für die Bewertung der Kosten der Antriebswärme ist die Verwendung einer Prozesskostenrechnung erforderlich, welche die zeitliche und technologische Komponente der Energiebedarfs- und Preisverläufe berücksichtigt. Dies stellt bei Nicht-Vorhandensein eines derartigen Abrechnungsmodells ein organisatorisches Hemmnis bzw. eine Unwägbarkeit bei pauschalierter Bewertung der Wärmekosten dar.
- Es gibt technologischen Entwicklungsbedarf für die Entwicklung von Adsorptionskältemaschinen im kleinen Leistungsbereich.

Ausblick

- Die Klimatisierung von Gebäuden oder die Bereitstellung von Kaltwasser für industrielle Prozesse mittels Fernwärme wird vor allem dort an Bedeutung gewinnen, wo relativ billige Antriebswärme zur Verfügung gestellt werden kann.
- Die Kühlung mit Fernwärme wird zu einem positiven Effekt in Bezug auf die CO₂-Emissionen der städtischen Energieversorgung führen.
- Die technologische Entwicklung von kleinen Adsorptionsanlagen und geeigneten Verteilsystemen für Wohnungsneubauten und für bestehende Wohngebäude sowie der dafür notwendige Investitionsbedarf verglichen mit konventionellen Kompressor-Klimageräten wird die weitere Entwicklung dieses Marktsegments bestimmen. Die für eine konkurrenzfähige Klimatisierung notwendigen spezifischen Investitionen bezogen auf die Kälteleistung bewegen sich, abhängig von den Kosten der Antriebswärme, auf demselben Niveau, das derzeit schon von großen Kältezentralen auf Basis von Absorptionskältemaschinen (inkl. Kältenetz) erreicht wird.

Empfehlungen

- Ein Verfahren zur Bewertung der Antriebskosten für die Ab- und Adsorptionskältemaschinen sollte entwickelt werden, um einen der Hauptparameter für die Wirtschaftlichkeit festlegen zu können.
- Die technische Entwicklung der kleinen Adsorptionskältemaschinen sollte vorangetrieben werden, um das Marktsegment kleiner Kälteleistungen bei niedrigen Fernwärme-Temperaturniveaus abdecken zu können.
- Technische Konzepte für Kälteerzeugung und -verteilung, welche die ermittelten Zielkosten für die spezifischen Investitionen für Adsorptionskälteanlagen erreichen können, sollten entwickelt werden.
- Die Möglichkeit der Installation von fernwärmebetriebenen DEC-Anlagen bei Gebäuden mit bestehender oder zu errichtender Lüftungsanlage sollte beworben werden, weil sie bei gemäßigten Komfortansprüchen eine wirtschaftliche Alternative zu Kompressionskältemaschinen sein kann.

Literaturverzeichnis

- Abwasserverband "An der Traisen" (AVT), 2003: *Verfahrenstechnische Ansätze zur Reduktion von Klärschlamm auf Käranlagen*, Veröffentlichung des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien
- Akzo Nobel Surface Chemistry AB (Akzo Nobel), 2000: *Test of two friction reducing additives in a district heating pipeline at Herning, Denmark*. Final report, Akzo Nobel Surface Chemistry AB
- Andersen H. 2005: *Pre-combustion decarbonisation technology summary*. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, CO₂ Capture Project, Vol. 1 (edited by David C. Thomas), Chapter 11, pp. 203–211
- Bauer, G.; Deistler, M.; Gleiß, A.; Glenck, E.; Matyus, T., 1997: *Identification of Material Flow Systems*. *Envir.Sci.& Pollut.Res.* , 4 (2), pp. 105–112
- Berger, M.; Awerbuch, S.; Haas, R., 2003: *Versorgungssicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung in der EU*, Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 2/2003, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
- Bertos, M.F.; Li, X.; Simons, S.J.R.; Hills, C.D. & Carey, P.J., 2004: *Investigation of accelerated carbonation for the stabilisation of MSW incinerator ashes and the sequestration of CO₂*. *Green Chem* Vol. 6 (2004), pp. 428–436
- Birnbaum, K.U., 2002: *Monograph on Fuel Cells for stationary applications*, VLEEM Annex 8, prepared for the Very Long Term Energy Environment Modelling (VLEEM) Project, Forschungszentrum Jülich
- Bolland, O.; Kvamsdal, H.M. & Boden, J.C. 2005: *A comparison of the efficiencies of the oxy-fuel power cycles waster-cycle, Graz-cycle and Matiant-cycle*. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, CO₂ Capture Project, Vol. 1 (edited by David C. Thomas), Chapter 29, pp. 499–511
- Bridgewater, A.V.; Brammer, J.G.; Lauer, M.; Jungmeier, G., 2003: *Opportunities for Bio-oil in European Heat and Power Markets*. Final report of the European Commissions ALTENER project PYROLYSIS, contract No. 4.1030/C/00-015/2000
- Ecke, H., 2001: *Carbonation for the Fixation of Metals in Municipal Solid Waste Incineration (MSWI) Fly Ash*. Dissertation 2001:33 an der Lulea University of Technology, Department of Environmental Engineering, Lulea, Schweden
- Gleiß, A.; Matyus, T.; Bauer, G.; Deistler, M.; Glenck, E.; Lampert, C., 1998: *Identification of material flow systems – extensions and case study*. *Envir. Sci. & Pollut. Res.*, 5 (4), pp. 245–258
- Grønvold, M.S.; Falk-Pedersen, O.; Imai, N. & Ishida, K. 2005: *KPS membrane contactor module combined with Kansai/MHI advanced Solvent, KS-1 for CO₂ separation from combustion flue gas*. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project, CO₂ Capture Project, Vol. 1 (edited by David C. Thomas), Chapter 7, pp. 133–155
- Halozan, H. 1994: *Wärmepumpentechnik*. Skriptum zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Wärmetechnik, Abteilung für Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechnik, Technische Universität Graz
- Hammer, F., 1999: *Friction reduction in district heating systems*. News from DHBH No. 4/1999
- Huijgen, W.J.J & Comans, R.N.J. 2003: *Carbon dioxide sequestration by mineral carbonation – Literature Review*. Report ECN-C--03-16, Clean Fossil Fuels Unit, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN)

- Huijgen, W.; Witkamp, G.J. & Comans, R., 2004: *Mineral CO₂ Sequestration in Alkaline Solid Residues*. Paper developed at the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) for the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada
- IEA (International Energy Agency), 2001: *Putting Carbon back into the Ground*, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Gloucestershire, U.K.
- IER, 2002: *Alternativer Technologiedatensatz für die Szenarienrechnungen im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
- Institut für Kreislaufwirtschaft (IKrW), 2005: *Perspektiven der solaren Klärschlamm-trocknung im Land Bremen*, Machbarkeitsstudie für die Bremer Energie-Konsens GmbH
- Intergovernmental on Climate Change (IPCC), 2001: *Climate Change 2001: The Scientific Basis*, Houghton et al. (eds), EarthPrint, UK
- Kohlmann, J.; Zevenhoven, R.; Mukherjee, A.B., 2002: *Carbon dioxide emission control by mineral carbonation: the option for Finland*. Paper presented at the 6th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (INFUB), Lisbon, Portugal, April 2–5, 2002
- KWI/WIFO, 2005: *Technisches Fernwärmepotential in Österreich*. Fachverband Gas Wärme, Wien
- Lauer, M., 2001: *Pyrolyseöl – Flüssiger Bio-Brennstoff für Heizanlagen, Dieselmotoren und Gasturbinen.*, Institut für Energieforschung, Joanneum Research, Graz, Bericht Nr. IEF-B-08/a01, 2. Ausgabe
- Linz AG, 2005: *Eröffnung Fernheizkraftwerk Linz-Mitte NEU*, Informationsunterlage zur Linz-AG-Presskonferenz Eröffnung Fernheizkraftwerk Linz-Mitte NEU vom 31.3.2005
- Matyus, T.; Gleiß, A.; Gruber, K.; Bauer, G., 2003: *Data reconciliation, structure analysis and simulation of waste flows: Case study Vienna*. Waste Manage Res. 21, pp. 93–109
- Podesser, E. 2000: *Desiccant-Klimatechnik mit Antriebswärme aus Sonne und Biomasse, Prototypanlage „DEC – ÖKOPARK Hartberg“*, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, Institut für Nachhaltige Technologien
- Riahi, K.; Barreto, L.; Rao, S., 2004: *Long-term Perspectives for Carbon Capture in Power Plants: Scenarios for the 21st Century, Interim Report*, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
- Riahi, K.; Rubin, E.S.; Taylor, M.R.; Schrattenholzer, L. & Hounsell, D., 2004b: *Technological Learning for Carbon Capture and Sequestration Technologies*, Research Report, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
- Sanz, W.; Jericha, H.; Luckel, F.; Göttlich, E.; Heitmeir, F., 2005: *A further step towards a Graz cycle plant for CO₂ capture*, Proceedings of GT 2005, ASME Turbo Expo 2005, June 6–9, 2005 Reno-Tahoe, Nevada, USA
- Simader, G. & Rakos, C. 2005: *Klimatisierung, Kühlung und Klimaschutz: Technologien, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Reduktionspotentiale*, Austrian Energy Agency, Wien
- Steketee, J.J., 1998: *Pilotonderzoek kwaliteitsverbetering AVI-bodemas door versnelde veroudering, wassen en combinatieprocessen*. Report R3534138.D03, Tauw Milieu, Deventer, The Netherlands
- UK DTI, 2000: *Development of an internal combustion engine for use with crude pyrolysis oil*. UK Department of Trade and Industry, Project Summaries, Section 7: Advanced Power Generation Technologies, Project B/T1/00494/00/00, pp. 278–283

- UK Parliamentary Office of Science and Technology (UK POST), 2005: *Carbon Capture and Storage*, Postnote No. 238, March 2005, London, UK
- Van der Voet, E.; Kleijn, R.; van Oers, L.; Heijungs, R.; Huele, R. & Mulder, P., 1995: *Substance flows through the economy and environment of a region- Part 2: Modeling*. Environmental Science and Pollution Research 3, 137–144.
- Van Gerven, t.; Van Keer, E.; Arickx, S.; Jaspers, M.; Wauters, G. & Vandecasteele, C., 2005: Carbonation of MSWI-bottom ash to decrease heavy metal leaching, in view of recycling. Waste Management (25), pp. 291–300
- VGB, 2002: *Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kraftwerken*. Literaturstudie, VGB PowerTech
- WIFO/KWI, 2005: *Kraft-Wärme-Kopplung in Österreich*, ARGE Kraft-Wärme-Kopplung, Wien
- Yagi, Y.; Mimura, T.; Iijima, M.; Ispida, K.; Yoshiyama, R.; Kamijo, T. & Yonekawa, T., 2004: *Improvements of Carbon Dioxide Capture Technology*, paper presented at the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada
- Zevenhoven, R. & Kavaliauskaite, I., 2003: *Mineral carbonation for long-term CO₂-storage: an exergy analysis*. Paper presented at the 16th International Conference on Efficiency, Cost, Optimisation, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Copenhagen, Denmark, June 30–July 2, 2003
- Zöglauer, M. 2005: *CO₂-Sequestrierung in Österreich: Möglichkeiten und geologische Potentiale*. VEÖ Journal, Österreichs Fachmagazin für Elektrizitätswirtschaft, Mai 2005, pp 36–39

Beilage

Korrelationskoeffizienten für die Energiepreisindizes von Haushalten

Korrelationskoeffizienten der Preisindizes	Steinkohle	Briketts Union	Briketts Record	Braunkohlebriketts	Hüttenkoks	Brennholz	Ofenheizung	Heizöl leicht	Elektr. Strom	Gas	Fernheizung	Normalbenzin	Superbenzin	Dieseltreibstoff
Steinkohle	1,00	0,80	0,76	0,95	0,95	0,39	0,59	0,67	0,59	0,77	0,80	0,59	0,47	0,62
Briketts Union	0,80	1,00	0,90		0,88	-0,06	0,58	0,51	0,43	0,93	0,95	0,50	0,42	0,47
Briketts Record	0,76	0,90	1,00		0,93	-0,33	0,71	0,70	0,07	0,91	0,89	0,62	0,58	0,52
Braunkohlebriketts	0,95			1,00	0,94	-0,14	0,14	-0,18	0,53	0,34	0,73	0,60	0,29	0,38
Hüttenkoks	0,95	0,88	0,93	0,94	1,00	0,22	0,62	0,67	0,43	0,84	0,86	0,57	0,47	0,62
Brennholz	0,39	-0,06	-0,33	-0,14	0,22	1,00	0,40	0,39	0,61	0,37	0,43	0,04	0,32	0,42
Ofenheizung	0,59	0,58	0,71	0,14	0,62	0,40	1,00	0,99	0,18	0,68	0,57	0,66	0,90	0,93
Heizöl leicht	0,67	0,51	0,70	-0,18	0,67	0,39	0,99	1,00	0,02	0,70	0,53	0,95	0,94	0,91
Elektr. Strom	0,59	0,43	0,07	0,53	0,43	0,61	0,18	0,02	1,00	0,52	0,57	0,10	0,10	0,29
Gas	0,77	0,93	0,91	0,34	0,84	0,37	0,68	0,70	0,52	1,00	0,94	0,35	0,43	0,61
Fernheizung	0,80	0,95	0,89	0,73	0,86	0,43	0,57	0,53	0,57	0,94	1,00	0,33	0,36	0,52
Normalbenzin	0,59	0,50	0,62	0,60	0,57	0,04	0,66	0,95	0,10	0,35	0,33	1,00	0,76	0,72
Superbenzin	0,47	0,42	0,58	0,29	0,47	0,32	0,90	0,94	0,10	0,43	0,36	0,76	1,00	0,92
Dieseltreibstoff	0,62	0,47	0,52	0,38	0,62	0,42	0,93	0,91	0,29	0,61	0,52	0,72	0,92	1,00

Berechnet aus: Entwicklung des EPI, Jahreswerte 1986 - 2004 (Energiepreise für Haushalte), Österreichische Energieagentur¹³

¹³ [http://www.energyagency.at/\(publ\)/enzlepi/ew-epi.htm](http://www.energyagency.at/(publ)/enzlepi/ew-epi.htm)